

UNIVERSIDAD CENTRAL DE ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGIA MINAS PETROLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN
LOS CAMPOS TIPISHCA, BLANCA Y VINITA**

**Proyecto del trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el
Grado o Título de Ingeniero de Petróleos**

LUIS FERNANDO ESPIN ESPIN

OCTAVIO ZORRILLA BRIONES

ING. VICTOR HUGO PAREDES MEJIA

TUTOR

Quito, Enero, 2013

DEDICATORIA

Quiero dedicar mi esfuerzo a quien por mucho tiempo considere un gran amigo: Luis Rodrigo, a mis abuelitas: Alegría y Soledad personas que a pesar de adelantarse a ese viaje sin retorno, los quiero mucho.

A mis padres y hermanos quienes confiaron que siempre sí podía y ahora observan con felicidad y entusiasmo este logro.

También deseo dedicar mi trabajo a mis sobrín@s Josselyn, Michelle, Bryan, Jonathan, Elyan, Klebitó, Noemí y Jennífer, quienes con sus sonrisas y ocurrencias permitieron alegrarme en muchas ocasiones.

Luis Fernando

AGRADECIMIENTOS

A chuchito por darme más de lo que necesito.

A mis padres Joaquín y Josefina quienes me guiaron y enseñaron los mejores valores.

A mis hermanos Tico, Jorge, Carlos y Margarita por su apoyo incondicional y sus mejores deseos.

A mi adorado Experimental Juan Montalvo y a la Universidad Central del Ecuador, de manera especial a mi querida FIGEMPA “la mejor facultad del país” que me recibió en una etapa difícil y permitió mi regreso a la vida estudiantil.

A mi colega de tesis, todos mis amigos y compañeros que de alguna u otra manera aportaron con su granito de arena para que pueda cumplir esta meta.

A los ingenieros quienes ayudaron con sus conocimientos y aportaron sabios consejos para el progreso del presente proyecto.

Luís Fernando

DEDICATORIA

A mis padres Angela y Octavio a mis hermanas Angy y Chichi a mi sobrinito Juanfer, a mis cuñado Luis por ser ellos pilar fundamental y la razón de mi vida, por su apoyo incondicional, por su incansable esfuerzo, por su infinita comprensión, por todos sus consejos.

A mis abuelitos, tíos y primos quienes siempre han estado conmigo y me han demostrado su afecto y cariño solidario.

Para todos mis amigos y compañeros que siempre han estado conmigo, gracias por su colaboración y apoyo incondicional en los momentos tanto alegres como tristes que hemos pasado, a Barbas con quien realizamos la tesis, gracias por la ayuda en todo momento.

Octavio Zorrilla

AGRADECIMIENTOS

A mi padre Dios que es mi guía y mi fortaleza, quien conduce mi camino, a quien le debo mi vida, mis logros, y mis infinitas alegrías y gracias a quien me ayudo a levantarme en los momentos difíciles. Gracias por todas las bendiciones presentes en mi vida

A los Ingenieros quienes nos supieron orientar e inculcar sabios consejos y conocimientos y gracias a quienes pudimos culminar este proyecto.

A la Universidad Central y de manera especial a la FIGEMPA , a sus profesores quienes en las aulas y fuera de ellas nos inculcan en el camino del conocimiento, la responsabilidad y el respeto, gracias por todos los grandes momentos que se pasaron en esta magnífica Facultad.

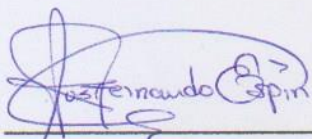
Octavio Zorrilla

AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Nosotros, Luis Fernando Espín Espín y Octavio Zorrilla Briones, en calidad de autores del trabajo de investigación o tesis realizada sobre "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS TIPISHCA, BLANCA Y VINITA", por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autores nos corresponden con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a nuestro favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 25 de enero de 2013.



Luis Fernando Espín Espín
C.I.: 171292834-8




Octavio Zorrilla Briones
C.I.: 130981603-9

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del trabajo de Grado, presentado por los señores Luis Fernando Espín Espín y Octavio Zorrilla Briones para optar el Título de Ingeniero de Petróleos, cuyo título es "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS TIPISHCA, BLANCA Y VINITA". Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito a los tres días del mes de enero de 2013.



Firma

Ing. Víctor Hugo Paredes Mejía

TUTOR

INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

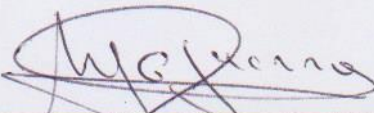
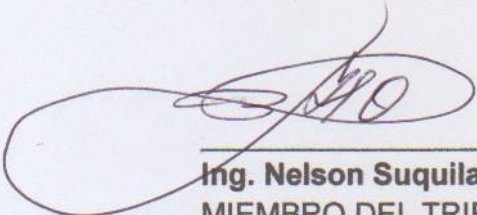
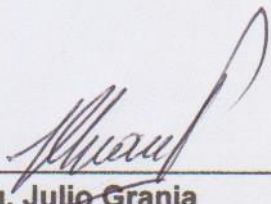
El Tribunal constituido por: Ing. Marco Guerra, Ing. Nelson Suquilanda e Ing. Julio Granja.

DECLARAN

Que la presente tesis de grado con el título: "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS TIPISHCA, BLANCA Y VINITA" ha sido elaborada íntegramente por los señores Luis Fernando Espín y Octavio Zorrilla Briones, egresados de la carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 25 días del mes de enero de 2013.


Ing. Marco Guerra
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL
Ing. Nelson Suquilanda
MIEMBRO DEL TRIBUNAL
Ing. Julio Granja
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

INDICE GENERAL

Índice general ..	viii
Índice de tablas ..	xiii
Índice de figuras ..	xv
Índice de ecuaciones ..	xvii
Índice de anexos ..	xviii
Resumen ..	xix
Abstract ..	xx
Abreviaturas	xxi
Simbología	xxiv

INTRODUCCIÓN	1
--------------------	---

CAPITULO I

1 Definición del problema.....	2
1.1 Planteamiento y formulación del problema	2
1.2 Hipótesis.....	3
1.3 Objetivos ...	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Justificación	3
1.5 Factibilidad y accesibilidad.....	4
1.5.1 Factibilidad.....	4
1.5.2 Accesibilidad.....	4

CAPITULO II

2 Marco teórico	5
2.1 Marco institucional.....	5
2.2 Marco legal	5
2.3 Marco ético	6
2.4 Marco referencial	6
2.4.1 Aspectos generales	6

2.4.1.1 Ubicación geográfica de los campos Tipishca, Blanca y Vinita	7
2.4.2 Fundamento teórico de los reservorios	9
2.4.2.1 Propiedades del fluido.....	9
2.4.2.1.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)	9
2.4.2.1.2 Factor Volumétrico del Gas (β_g)	9
2.4.2.1.3 Factor Volumétrico del Agua (β_w)	9
2.4.2.1.4 Factor Volumétrico total o bifásico (β_t)	10
2.4.2.1.5 Viscosidad (μ)	10
2.4.2.1.6 Viscosidad del Petróleo (μ_o)	10
2.4.2.1.7 Viscosidad del Gas (μ_g)	10
2.4.2.1.8 Solubilidad del Gas (R_s)	11
2.4.2.1.9 Compresibilidad (c)	11
2.4.2.1.10 Compresibilidad del Petróleo (c_o)	11
2.4.2.1.11 Compresibilidad del Agua (c_w).....	11
2.4.2.2 Propiedades de la roca.....	11
2.4.2.2.1 Porosidad (Φ)	11
2.4.2.2.2 Permeabilidad (k)	12
2.4.2.2.3 Saturación (S)	12
2.4.2.2.4 Saturación del agua connata (S_{wc}).....	13
2.4.2.2.5 Tortuosidad	13
2.4.2.2.6 Compresibilidad.....	13
2.4.2.2.7 Resistividad (R)	14
2.4.2.2.8 Resistividad del Agua de Formación (R_w)	14
2.4.2.3 Determinación de Propiedades Petrofísicas	14
2.4.3 Caracterización Geológica.....	15
2.4.3.1 Interpretación Estructural	16
2.4.3.2 Descripción Litológica de los Yacimientos	16
2.4.3.3 Interpretación Estratigráfica	18
2.4.4 Reserva... ..	23
2.4.4.1 Tipos de Reservas.....	23
2.4.4.1.1 Reservas probadas	23
2.4.4.1.2 Reservas probables	24
2.4.4.1.3 Reservas posibles	24
2.4.5 Mecanismos de producción.....	24
2.4.5.1 Levantamiento natural.....	24
2.4.5.1.1 Expansión de roca y fluido.....	24

2.4.5.1.2 Expansión de gas disuelto	24
2.4.5.1.3 Expansión de casquete de gas	25
2.4.5.1.4 Segregación gravitacional	25
2.4.5.2 Levantamiento artificial	25
2.4.5.2.1 Bombeo mecánico convencional.....	25
2.4.5.2.2 Levantamiento artificial por gas.....	27
2.4.5.2.3 Bombeo electrosomergible.....	29
2.4.5.2.4 Bombeo cavidad progresiva.....	31
2.4.5.2.5 Bombeo hidráulico	31
2.4.6 Punzonamiento.....	33
2.4.7 Fracturamiento Hidráulico	33
2.4.8 Facilidades de Producción.....	33
2.4.8.1 Facilidades disponibles en el campo	34
2.4.8.1.1 Manifold.....	34
2.4.8.1.2 Separador	34
2.4.8.1.3 Tanque de lavado	35
2.4.8.1.4 Tanque de almacenamiento.....	35
2.4.8.1.5 Tanque de alivio.....	35
2.4.8.1.6 Bota de gas	36
2.4.8.1.7 Bombas.....	36
2.4.8.1.8 Unidad Recuperadora de Vapores.....	37
2.4.8.1.9 K.O.Drum.....	38
2.4.8.1.10 Sistema LACT.....	38
2.4.8.1.11 Líneas de flujo.....	38
2.4.8.1.12 Sistema contra incendios.....	39
2.4.8.1.13 Sistema inyección de químicos	39
2.4.8.1.14 Generación Eléctrica	40

CAPITULO III

3 Diseño metodológico	41
3.1 Tipo de estudio.....	41
3.2 Universo y muestra	41
3.3 Método y técnicas	41
3.3.1 Análisis de la situación actual de los campos	42
3.3.1.1 Campo Tipishca	42
3.3.1.1.1 Historial de Producción.....	42

3.3.1.1.2 Presiones	42
3.3.1.1.3 Estado actual del campo.....	42
3.3.1.1.4 Estado de los pozos	43
3.3.1.1.5 Completación de pozos	45
3.3.1.1.6 Historial de reacondicionamiento de pozos	45
3.3.1.2 Campo Blanca	45
3.3.1.2.1 Historial de Producción.....	45
3.3.1.2.2 Presiones	45
3.3.1.2.3 Estado actual del campo.....	45
3.3.1.2.4 Estado de los pozos	46
3.3.1.2.5 Completación de pozos	47
3.3.1.2.6 Historial de reacondicionamiento de pozos	47
3.3.1.3 Campo Vinita	47
3.3.1.3.1 Historia de Producción.....	47
3.3.1.3.2 Presiones	47
3.3.1.3.3 Estado actual del campo.....	48
3.3.1.3.4 Estado de los pozos	48
3.3.1.3.5 Completación de pozos	48
3.3.1.3.6 Historial de reacondicionamiento de pozos	49
3.3.2 Resultados de las características PVT de los campos	49
3.3.3 Resultados de las propiedades petrofísicas de los campos.....	50
3.4 Metodología de interpretación de datos	52

CAPITULO IV

4 Análisis e interpretación de datos	53
4.1 Cálculo de reservas	53
4.1.1 Método de curvas de declinación.....	53
4.1.2 Método de balance de materiales	53
4.1.3 Método volumétrico	56
4.2 Propuesta para incrementar la producción en los campos.....	60
4.2.1 Campo Tipishca	60
4.2.2 Campo Blanca.....	83
4.2.3 Campo Vinita	86
4.3 Resumen del análisis técnico	94
4.4 Estado de los pozos reinyectores.....	95

CAPITULO V

5 Evaluación económica del proyecto.....	97
5.1 Ingresos	97
5.2 Egresos	99
5.3 Inversiones	100
5.4 Depreciaciones	100
5.5 Flujo neto de caja	101
5.5.1 Valor mínimo	101
5.5.2 Valor medio	101
5.5.3 Valor máximo	101
5.6 Valor actual neto (VAN).....	105
5.7 Tasa interna de retorno (TIR).....	105
5.8 Resultados económicos	106
5.8.1 Valor mínimo	106
5.8.2 Valor medio	107
5.8.3 Valor máximo	107

CAPITULO VI

Conclusiones	108
Recomendaciones.....	110

CAPITULO VII

Bibliografía	111
Web grafía.....	112

CAPITULO VIII

Anexos.....	113
Glosario	158

INDICE DE TABLAS

CAPITULO III

Tabla 3.1: Pozos del campo Tipishca.....	42
Tabla 3.2: Pozos del campo Blanca	46
Tabla 3.3: Pozos del campo Vinita.....	48
Tabla 3.4: Propiedades iniciales petróleo del campo Tipishca.....	49
Tabla 3.5: Propiedades iniciales del petróleo del campo Blanca	50
Tabla 3.6: Propiedades iniciales del petróleo del campo Vinita	50
Tabla 3.7: Propiedades petrofísicas del campo Tipishca	51
Tabla 3.8: Propiedades petrofísicas del campo Blanca	52
Tabla 3.9: Propiedades petrofísicas del campo Vinita	52

CAPITULO IV

Tabla 4.1: Datos de los Reservorios de los Campos	58
Tabla 4.2: Reservas del campo Tipishca.....	59
Tabla 4.3: Reservas del campo Blanca.....	59
Tabla 4.4: Reservas del campo Vinita.....	60
Tabla 4.5: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 02.....	61
Tabla 4.6: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 03.....	65
Tabla 4.7: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 06.....	69
Tabla 4.8: Datos de la curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 3CC.....	72
Tabla 4.9: Datos de la curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 6A.....	74
Tabla 4.10: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 08.....	76
Tabla 4.11: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 13.....	80
Tabla 4.12: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Blanca 01.....	83
Tabla 4.13: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo	

Vinita 01	86
Tabla 4.14: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo	
Vinita 02.....	90
Tabla 4.15: Síntesis técnica y propuestas para el campo Tipishca.....	94
Tabla 4.16: Síntesis técnica y propuestas para el campo Blanca	94
Tabla 4.17: Síntesis técnica y propuestas para el campo Vinita.....	95

CAPITULO V

Tabla 5.1: Proyección de producción durante el primer año.....	97
Tabla 5.2: Precio del barril de petróleo del último mes	98
Tabla 5.3: Inversión estimada para los pozos seleccionados	100
Tabla 5.4: Flujo neto de caja con valor mínimo.....	102
Tabla 5.5: Flujo neto de caja con valor medio	103
Tabla 5.6: Flujo neto de caja con valor máximo	104
Tabla 5.7: Datos económicos	106
Tabla 5.8: Resultados económicos con valor mínimo.....	107
Tabla 5.9: Resultados económicos con valor medio	107
Tabla 5.10: Resultados económicos con valor máximo	107

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO II

Figura 2.1: Ubicación de la cuenca Oriente	6
Figura 2.2: Ubicación Morfológica de la cuenca Oriente de Ecuador	7
Figura 2.3: Ubicación de los campos de estudio.....	8
Figura 2.4: Columna estratigráfica de los campos de estudio	19
Figura 2.5: Corte estructural estratigráfico del campo Tipishca	20
Figura 2.6: Corte estructural estratigráfico del campo Blanca	21
Figura 2.7: Corte estructural estratigráfico del campo Vinita	22
Figura 2.8: Proceso de facilidades de producción.....	33
Figura 2.9: Facilidades de producción de Tipishca.....	39

CAPITULO III

Figura 3.1: Registros eléctricos del pozo Tipishca 02.....	51
--	----

CAPITULO IV

Figura 4.1: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 02	62
Figura 4.2: Proyección de producción promedia diaria para el pozo Tipishca 02	65
Figura 4.3: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 03	67
Figura 4.4: Proyección de producción promedia diaria para el pozo Tipishca 03	69
Figura 4.5: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 06	71
Figura 4.6: Curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 3CC	73
Figura 4.7: Curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 6 ^a	74
Figura 4.8: Proyección de producción promedia diaria para el pozo Tipishca 06	75
Figura 4.9: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 08	78
Figura 4.10: Proyección de producción promedia diaria para el pozo Tipishca 08	79
Figura 4.11: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 13	82
Figura 4.12: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo	

Blanca 01.....	85
Figura 4.13: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 01.....	88
Figura 4.14: Proyección de producción promedio diaria para el pozo Vinita 01	89
Figura 4.15: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 02.....	92
Figura 4.16: Proyección de producción promedio diaria para el pozo Vinita 02	93

CAPITULO V

Figura 5.1: Precio del barril del petróleo último mes.....	99
--	----

INDICE DE ECUACIONES

CAPITULO II

Ecuación 2.1: Factor volumétrico del petróleo	9
Ecuación 2.2: Factor volumétrico del gas	9
Ecuación 2.3: Factor volumétrico total	10
Ecuación 2.4: Porosidad.....	12
Ecuación 2.5: Saturación.....	12
Ecuación 2.6: Sumatoria de saturaciones	12
Ecuación 2.7: Tortuosidad.....	13
Ecuación 2.8: Porosidad a partir del perfil sónico.....	14
Ecuación 2.9: Porosidad a partir del perfil de densidad	14
Ecuación 2.10: Saturación de Archie's	15
Ecuación 2.11: Factor de resistividad de formación	15

CAPITULO IV

Ecuación 4.1: Petróleo inicial en yacimiento	54
Ecuación 4.2: Petróleo inicial en yacimiento sin intrusión de agua	54
Ecuación 4.3: Petróleo inicial en yacimiento sin empuje hidrostático	55
Ecuación 4.4: Petróleo inicial en yacimiento sin gas inicial	55
Ecuación 4.5: Petróleo inicial en yacimiento sin gas inicial ni empuje hidrostático	56
Ecuación 4.6: POES	57
Ecuación 4.7: Área de drenaje.....	57
Ecuación 4.8: Reservas originales.....	58
Ecuación 4.9: Reservas originales.....	58
Ecuación 4.10: Ecuación de Darcy	64

CAPITULO V

Ecuación 5.1: Valor actual neto	105
Ecuación 5.2: Tasa interna de retorno	105

INDICE DE ANEXOS

Anexo 3.1: Pruebas iniciales de producción del campo Tipishca	114
Anexo 3.2: Pruebas de presión a 2008 del campo Tipishca.....	117
Anexo 3.3: Completaciones de pozos del campo Tipishca.....	119
Anexo 3.4: Reacondicionamientos de pozos del campo Tipishca	125
Anexo 3.5: Pruebas iniciales de producción del campo Blanca.....	128
Anexo 3.6: Pruebas de presión a 2008 del campo Blanca.....	130
Anexo 3.7: Completaciones de pozos del campo Blanca.....	132
Anexo 3.8: Reacondicionamientos de pozos del campo Blanca	134
Anexo 3.9: Pruebas iniciales de producción del campo Vinita	136
Anexo 3.10: Pruebas de presión a 2008 del campo Vinita.....	138
Anexo 3.11: Completaciones de pozos del campo Vinita.....	140
Anexo 3.12: Reacondicionamientos de pozos del campo Vinita	142
 Anexo 4.1: Data requerida para determinar las curvas de oferta y demanda del Pozo Tipishca 06.....	 144
 Anexo 5.1: Costos estimados pozo Tipishca 02.....	 146
Anexo 5.2: Costos estimados pozo Tipishca 03.....	148
Anexo 5.3: Costos estimados pozo Tipishca 06.....	150
Anexo 5.4: Costos estimados pozo Tipishca 08.....	152
Anexo 5.5: Costos estimados pozo Vinita 01.....	154
Anexo 5.6: Costos estimados pozo Vinita 02.....	156

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA DE GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE PETRÓLEOS

Análisis Técnico Económico para incrementar la producción en los campos
Tipishca, Blanca y Vinita

Autores: Luis Fernando Espín Espín,
Octavio Zorrilla Briones

Tutor: Ing. Víctor Hugo Paredes Mejía
Fecha: diciembre de 2012

RESUMEN:

Tesis sobre "Análisis Técnico Económico para incrementar la producción en los campos Tipishca, Blanca y Vinita". Objetivo General: Realizar un análisis técnico económico y modelar un método para cada pozo de los campos Tipishca, Blanca y Vinita con el objetivo de incrementar la producción. Problema: Disminución de producción de petróleo por varios factores. La Hipótesis: Realizando un análisis del factor técnico económico y modelando un método para cada pozo permitirá el incremento de la producción. Marco Referencial: Los campos de estudio se encuentran localizados en la Provincia de Sucumbíos, al noreste de la Región Amazónica. Marco Metodológico: Análisis de la situación actual, cálculo de reservas, proyección de producción, análisis técnico económico del desarrollo del proyecto, análisis económico bajo tres escenarios. Marco Teórico: Ubicación de los campos, características geológicas y petrofísicas de los reservorios, historial de producción, proyección de producción. Conclusión General: La inversión total es 1122.607,63 USD. Bajo el escenario pesimista con el precio de barril de 70,00 USD se obtiene un TIR de 50,873 % y un VAN de 2'096.714,59 USD al finalizar el primer año, se recupera la inversión antes de terminar los primeros tres meses de iniciado el proyecto. Bajo el escenario real de la evaluación con el precio de barril de 86,81 USD se obtiene un TIR de 65,856 % y un VAN de 2'969.632,06 USD al finalizar el primer año, se recupera la inversión antes de terminar los primeros dos meses de iniciado el proyecto. Bajo el escenario optimista de la evaluación con el precio de barril de 104,00 USD se obtiene un TIR de 81,068 % y un VAN de 3'862.282,34 USD al finalizar el primer año, se recupera la inversión antes de terminar el primer mes de iniciado el proyecto. Recomendación General: Aplicar las propuestas de manera inmediata en razón de que bajo todos los escenarios es viable.

DESCRIPTORES:<CAMPO TIPISHCA, BLANCA Y VINITA - ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO><CAMPO TIPISHCA, BLANCA Y VINITA - GEOLOGÍA LOCAL><CAMPO TIPISHCA, BLANCA Y VINITA - PRODUCCION><PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS>

CATEGORÍAS TEMÁTICAS:<CP-INGENIERIA EN PETRÓLEOS><CP-INGENIERIA DE PRODUCCIÓN><CS-FACTOR TÉCNICO ECONÓMICO>

ABSTRACT

Thesis about " Análisis Técnico Económico para incrementar la producción en los campos Tipishca, Blanca y Vinita " General Objective: Conduct a technical economic analysis and modeling method for each well field Tipishca, Blanca and Vinita in order to increase production. Problem: Decreased oil production by several factors. Hypothesis: If an analysis of the economic and technical factor modeling method for each well will allow increased production. Reference Framework: The fields of study are located in Sucumbíos Province, northeast of the Amazon Region. Methodological Framework: Analysis of the current situation, calculation of reserves, production forecast, technical analysis of the project's economic development, economic analysis under three scenarios. Theoretical Framework: Location of the fields, geological and petrophysical characteristics of the reservoir, production history, production forecast. General Conclusion: The total investment is \$ 1122.607,63 USD. Under the pessimistic scenario with the barrel price of \$ 70.00 you get an IRR of 50,873 % and a NPV of 2'096.714,59 at the end of the first year, the investment is recovered before the end of the first three months into the project. Under the actual scenario evaluation barrel price \$ 86.81 you get an IRR of 65,856 % and a NPV of \$ 2'969.632,06 at the end of the first year, the investment is recovered before finishing the first two months of into the project. Under the optimistic scenario of the assessment with the barrel price of \$ 104.00 you get an IRR of 81,068 % and a NPV of \$ 3'862.282,34 at the end of the first year, the investment is recovered before the end of the first month after initiation the project. General Recommendation: Apply immediately proposals on the ground that under all scenarios is viable

DESCRIPTIVE KEYWORDS: <TIPISHCA, BLANCA & VINITA - TECHNICAL ANALYSIS ECONOMIC><CAMPO TIPISHCA, BLANCA & VINITA - LOCAL GEOLOGY><TIPISHCA, BLANCA & VINITA – PRODUCTION><FIELD PRODUCTION FORECAST >

THEMATIC CATEGORIES: <CP-PETROLEUM ENGINEERING> <CP- PRODUCTION> <CS-ECONOMICAL TECHNICAL FACTOR>

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BF	Barriles fiscales
BLS	Barriles
B _g	Factor volumétrico del gas
B _o	Factor volumétrico del petróleo
B _t	Factor volumétrico del total
B _w	Factor volumétrico del agua
BN	Barriles a condiciones normales
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Contenido de agua y sedimentos
BWPD	Barriles de agua por día
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
C	Compresibilidad
C _o	Compresibilidad del petróleo
C _w	Compresibilidad del agua
cp	centipoises
F	Fahrenheit
ft	pies
GPM	Galones por minuto
K	Permeabilidad

km	kilómetros
KVA	Kilovatios – Amperio
HP	Horse power
LACT	Lease Automatic Custody Transfer
M	Miles
MM	Millones
M-1	Arena productora
M-2	Arena productora
No	Número
PCS	Pies cúbicos estándar
Psi	Libras por pulgada cuadrada
PVT	Presión volumen temperatura
R	Resistividad
RGL	Relación gas líquido
RGP	Relación gas petróleo
RPM	Revoluciones por minuto
Rs	Razón de solubilidad
Rsi	Razón de solubilidad inicial
Rw	Resistividad del agua de formación
S	Saturación
SCFD	Pies cúbicos estándar diarios
Sg	Saturación de gas
So	Saturación de petróleo
Sw	Saturación de agua

Swc	Saturación de agua connata
T	Arena productora
TVD	Profundidad vertical verdadera
U	Arena productora
USD	Dólares americanos
VHR	Víctor Hugo Ruales
VRU	Unidad recuperadora de vapores

SIMBOLOGÍA

β_g	Factor volumétrico del gas
β_o	Factor volumétrico del petróleo
β_t	Factor volumétrico del total
β_w	Factor volumétrico del agua
μ	viscosidad
μ_g	viscosidad del gas
μ_o	viscosidad del petróleo
ρ	densidad
τ	tortuosidad
Φ	Porosidad

INTRODUCCIÓN

En el Ecuador una de las mayores fuentes de ingresos económicos y energéticos constituye la Industria Petrolera, por lo que es necesario realizar diversas actividades en las de forma secuencial con el propósito de conservar o incrementar la producción de petróleo que resulte económicamente rentable. En este proceso intervienen diferentes acciones que buscan similares metas, poniendo en práctica el conocimiento científico tecnológico.

Una de las actividades que se efectúan para cumplir este propósito es el reacondicionamiento de un pozo petrolero que viene a ser todas las labores que se llevan a cabo para cambiar o transformar el estado de un pozo productor; en un pozo productor por flujo natural al tener un decrecimiento muy alto y rápido de la presión necesita que se le aplique algún mecanismo de empuje para que siga y se mantenga la producción, o en el mejor de los casos aumente la producción.

Las operaciones de reacondicionamiento cubren una gran variedad de actividades incluyendo la rehabilitación de cables de acero, extracción de la tubería junto con las varillas de succión, intervención en un pozo con presión, fracturamiento, acidificaciones, cambios de completación, cambios de mecanismo de producción, perforaciones, etc.

El análisis técnico económico hace referencia a los requerimientos del proyecto así como también los costos que implican estas intervenciones.

CAPITULO I

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA

Los campos Tipishca, Blanca y Vinita se encuentran ubicados en la Región Amazónica específicamente al Noreste de la cuenca Amazónica en la provincia de Sucumbíos y al Sur de la frontera con Colombia.

La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador es la entidad ecuatoriana encargada administrar los recursos hidrocarburíferos del país.

La estructura de los campos de estudio corresponde a una “Nariz Estructural” cuya dirección presenta de suroeste a noreste cabe manifestar que limita en el lado oeste con una falla inversa de dirección similar.

Los principales reservorios del campo son: “M-1, M-2, U inferior, U superior y T superior”.

Actualmente los campos Tipishca, Blanca y Vinita cuentan con una estación de producción, donde se registra y monitorea la producción de petróleo de los pozos que se encuentran en los campos anteriormente mencionados.

La producción de petróleo va disminuyendo por factores que implican menores ingresos económicos, teniendo en cuenta que la explotación y exportación de petróleo constituye un rubro fundamental en la economía de nuestro país es importante se genere un incremento en la producción de petróleo en los campos Tipishca, Blanca y Vinita.

De acuerdo a lo antes mencionado se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Un análisis técnico económico nos permitirá el incremento de la producción de petróleo en los campos Tipishca, Blanca y Vinita?

1.2 HIPÓTESIS

Con el análisis técnico económico y aplicando el método de reacondicionamiento optimo recomendado se incrementará la producción en los pozos de los campos Tipishca, Blanca y Vinita.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico económico y modelar un método de reacondicionamiento para cada pozo de los campos Tipishca, Blanca y Vinita con el objetivo de incrementar la producción.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ❖ Describir el fundamento teórico.
- ❖ Recopilar la información necesaria de cada uno de los pozos de los campos de estudio.
- ❖ Calcular las reservas de los campos.
- ❖ Realizar un estudio técnico para cada uno de los pozos que son parte del proyecto.
- ❖ Determinar la técnica para incrementar la producción más eficiente y más recomendada en términos técnicos y rentables.
- ❖ Establecer una proyección del comportamiento de cada pozo de los campos de estudio
- ❖ Elaborar el análisis económico para los campos de estudio.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El objeto principal de este proyecto que orientó a plantear un Análisis técnico económico para incrementar la producción de petróleo en los campos Tipishca, Blanca y Vinita, es el determinar qué método de reacondicionamiento optimo resulta es el más eficiente y recomendar una o varias opciones que en términos técnicos y rentables sea el más viable.

1.5 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

1.5.1 Factibilidad

El presente trabajo es posible realizarlo ya que se cuenta con el talento humano, los estudiantes; los recursos económicos de los investigadores, recursos bibliográficos, webgráficos, y tecnológicos suficientes para el desarrollo del mismo. Adicionalmente existe el tiempo necesario para llevar a cabo la investigación durante los meses de mayo 2012 hasta diciembre de 2012.

1.5.2 Accesibilidad

La Secretaría Nacional del Hidrocarburo dará libre acceso a toda la información que los investigadores consideren pertinente para el desarrollo del presente trabajo. La población del área de estudio está dispuesta a colaborar con la investigación que se desarrollará, previo a la firma de la carta de consentimiento.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO INSTITUCIONAL

La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2012), al respecto, menciona que:

La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, es la entidad ecuatoriana encargada de ejecutar las actividades de suscripción, modificación y administración de áreas y contratos petroleros, así como de los recursos hidrocarburíferos del país. Fue creada el 27 de Julio del 2010, mediante el artículo 6 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244.

Misión

Estudiar, cuantificar y evaluar el patrimonio hidrocarburífero, promocionarlo, captar inversión nacional y/o extranjera; suscribir y administrar, de manera soberana, las áreas y contratos hidrocarburíferos, con apego a la ley y a la ética, que contribuya de manera sostenida con el buen vivir de los ecuatorianos.

Visión

Ser un referente institucional con altos niveles de transparencia, credibilidad y confiabilidad, con un talento humano probo e idóneo, que sobre la base de un desarrollo tecnológico, le permita ampliar el horizonte hidrocarburífero, revertir su declinación y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas con producción nacional de hidrocarburos.

Objetivos

- Optimizar la gestión del patrimonio hidrocarburífero.
- Consolidar la administración de las áreas asignadas y la contratación de prestación de servicios.
- Consolidar el nuevo Modelo de Gestión de la administración del patrimonio hidrocarburífero.

FUENTE: <http://www.she.gob.ec>, SHE - Todos los derechos reservados.

2.2 MARCO LEGAL

En su gestión empresarial estará sujeta a esta ley Especial, a los reglamentos que expedirá el Presidente de la República, a la Ley de Hidrocarburos y a las demás normas emitidas por los órganos de la Empresa.

“El artículo 6 de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio de 2010, crea la Secretaría de Hidrocarburos.” (SHE)

2.3 MARCO ÉTICO

Se respetarán los principios y valores de la Secretaría de Hidrocarburos y se respetará la integridad de las personas sujeto objeto de la presente investigación.

2.4 MARCO REFERENCIAL

2.4.1 ASPECTOS GENERALES

La Cuenca Oriente forma parte de un sistema de cuenca de ante-país. En el sector norte, Colombia, se designa como Cuenca del Putumayo, mientras en el sector sur en el Perú donde se le llama Cuenca Marañón. En la Figura 2.1 se detalla la ubicación de la Cuenca Oriente.

Figura 2.1: Ubicación de la Cuenca Oriente del Ecuador



Fuente: EP-PETROECUADOR, Archivo Técnico.

La exploración petrolera de la Cuenca Oriente genera gran información geológica y geofísica.

“La morfología de la Cuenca Oriente se define por relieves importantes. Se caracteriza el levantamiento Napo, en el sector Nor-Oeste, y de la cordillera del Cutucú, ubicado al Sur-Oeste que finalmente finaliza en el cono aluvial del Pastaza que se forma en la actualidad hasta la cuenca Marañón del Perú”. En la Figura 2.2 se detalla cómo está compuesta la morfología de la Cuenca Oriente.

Figura 2.2: Ubicación Morfológica de la Cuenca Oriente del Ecuador



Fuente: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo por: Baby, Rivadeneira, 1999

2.4.1.1 Ubicación geográfica de los Campos Tipishca, Blanca y Vinita

“Los campos Tipishca, Blanca y Vinita se encuentran ubicado en la parte noreste de la Cuenca Oriente, dentro de la provincia de Sucumbíos.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Campo Tipishca

“El Campo Tipishca está localizado en el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana, al este del eje de la Cuenca Napo” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012). Tal como muestra la Figura 2.3.

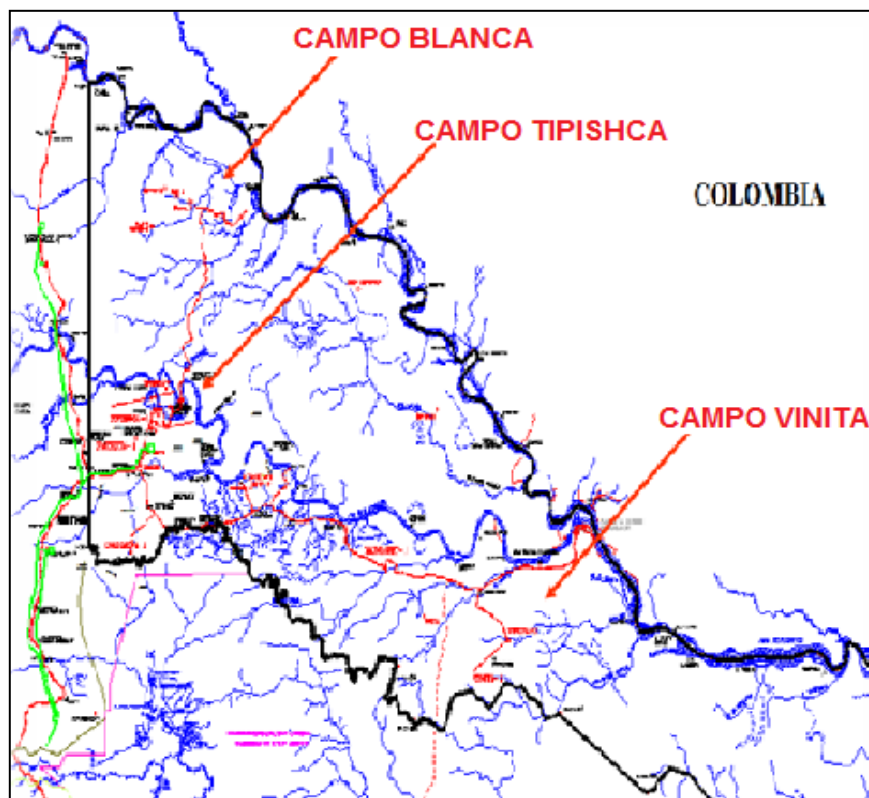
Campo Blanca

“El campo Blanca se encuentra ubicado entre los Ríos San Miguel y Putumayo aproximadamente a 20 Km al norte del campo Tipishca en el cantón Putumayo en la provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012). Tal como muestra la Figura 2.3.

Campo Vinita

“El Campo Vinita está localizado aproximadamente a 45 Km al sureste del Campo Tipishca el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012). Tal como muestra la Figura 2.3.

Figura 2.3: Ubicación de los campos de estudio



Fuente: EP-PETROECUADOR, Archivo Técnico

2.4.2 Fundamento teórico de los reservorios

2.4.2.1 Propiedades del fluido

Las propiedades de un fluido son los que definen el comportamiento y características del mismo tanto en reposo como en movimiento.

2.4.2.1.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Se define como un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se expresa generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN). (Craft, 1956)

Ecuación 2.1

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones de superficie}}$$

2.4.2.1.2 Factor Volumétrico del Gas (β_g)

El gas natural es una mezcla homogénea de hidrocarburos, en su mayoría livianos como el metano y etano y en menores proporciones propano butano y otros hidrocarburos más pesados. Además contiene impurezas como el H₂S, N₂, CO₂, He y vapor de agua. (Craft, 1956)

El factor volumétrico de formación del gas, B_g, es un parámetro que relaciona el volumen que ocupa un gas condiciones de presión y temperatura de yacimiento con el volumen que ocupa la misma masa de gas en superficie a condiciones estándar (14,7 psia y 60°F). Se puede expresar:

Ecuación 2.2

$$\beta_g = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de gas a condiciones de superficie}}$$

2.4.2.1.3 Factor Volumétrico del Agua (β_w)

Este es la relación que existe entre el volumen que ocupa el agua a condiciones determinadas de presión y temperatura con respecto al volumen que ocupa el agua más su gas en solución a condiciones normales. Este factor depende de la temperatura, la presión, y salinidad del agua. Se

escribe comúnmente como Bw. (Craft, 1956)

2.4.2.1.4 Factor Volumétrico total o bifásico (β_t)

Factor volumétrico total, de dos fases o bifásico, B_t , definido como el volumen en barriles que ocupa un barril fiscal junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura. En otras palabras, incluye el volumen líquido B_o , más el volumen de la diferencia entre la razón gas petróleo inicial, R_{si} , y la razón gas petróleo a la presión especificada, R_s . (Craft, 1956) Si el factor volumétrico del gas es B_g en barriles por pie cúbicos estándar de gas en solución, el factor volumétrico total será:

Ecuación 2.3

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

2.4.2.1.5 Viscosidad (μ)

La viscosidad es la principal característica de la mayoría de los fluidos lubricantes. Es la medida de la fluidez a determinadas temperaturas. (Que es viscosidad, 2012)

2.4.2.1.6 Viscosidad del Petróleo (μ_o)

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*seg). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los valores de μ_o se requieren a diferentes presiones, tanto en Ingeniería de Yacimientos como en Ingeniería de Producción. (Viscosidad del petróleo, 2012)

Es obtenida como parte del análisis PVT de una muestra de fluido del yacimiento.

2.4.2.1.7 Viscosidad del Gas (μ_g)

Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. Generalmente, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad del gas (al contrario que los líquidos) se incrementa con la temperatura. Sus unidades son los centipoises, cp. La viscosidad del gas también se determina por medio de Correlaciones empíricas con un margen de error inferior al 2 %. (Viscosidad del gas, 2012)

2.4.2.1.8 Solubilidad del Gas (R_s)

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo, la solubilidad del gas en el petróleo crudo depende de presión, temperatura y composiciones de gas y petróleo. Para un mismo gas y petróleo a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta. (Craft, 1959)

2.4.2.1.9 Compresibilidad (c)

La compresibilidad es una propiedad debida a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros. (Compresibilidad, 2012)

2.4.2.1.10 Compresibilidad del Petróleo (c_o)

Cuando la presión es mayor que la presión del punto de burbuja, el petróleo en el yacimiento tiene todo el gas en solución. Cuando se aplica presión en exceso a éste sistema, el líquido sufre una disminución no lineal en su volumen que depende de la temperatura y composición del petróleo. Esa pequeña variación en el volumen es lo que se conoce como factor de compresibilidad del petróleo. (Propiedades de los fluidos, 2012).

2.4.2.1.11 Compresibilidad del Agua (c_w)

La compresibilidad del agua en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión. (Propiedades de los fluidos, 2012).

2.4.2.2 Propiedades de la roca

2.4.2.2.1 Porosidad (Φ)

Se define como el volumen ocupando los espacios vacíos (V_v) por unidad de volumen de roca total (V). (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

Se expresa en porcentaje:

Ecuación 2.4

$$\theta = \frac{V_v}{V} * 100$$

2.4.2.2.2 Permeabilidad (k)

La permeabilidad de un material es la capacidad que este tiene de transmitir un fluido, en este caso agua. Un material será más permeable cuando sea poroso y estos poros sean de gran tamaño y estén conectados. (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

2.4.2.2.3 Saturación (S)

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

Ecuación 2.5

$$S_x = \frac{V_x}{V_t}$$

Donde:

- ✓ S_x = Saturación de la fase X.
- ✓ V_x = Volumen que ocupa la fase X.
- ✓ V_t = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1.

Ecuación 2.6

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Donde

- ✓ S_o = Saturación de petróleo.
- ✓ S_w = Saturación de agua.
- ✓ S_g = Saturación de gas.

2.4.2.2.4 Saturación del agua connata (Swc)

La saturación de agua connata (Swc) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento. (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

2.4.2.2.5 Tortuosidad

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfaces entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares. (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

Ecuación 2.7

$$\tau = \left(\frac{Lr}{L} \right)^2$$

Donde

- ✓ Lr = Longitud real del trayecto del flujo.
- ✓ L = Longitud de la muestra de roca.

2.4.2.2.6 Compresibilidad

Un yacimiento a miles de pies bajo la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente 1 lpc por pie de profundidad.

El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento. La presión en el espacio poroso de la roca normalmente no se acerca a la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente referida como la presión del yacimiento, es aproximadamente 0.5 lpc por pie de profundidad, asumiendo que el yacimiento es suficientemente consolidado así la presión de

sobrecarga no se transmite a los fluidos en el espacio poroso. (Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento).

2.4.2.2.7 Resistividad (R)

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La resistividad es la resistencia a la corriente eléctrica presentado por un volumen unitario de roca. (Registros eléctricos).

2.4.2.2.8 Resistividad del Agua de Formación (Rw)

Es la resistencia eléctrica del agua que llena el espacio del poro en la roca. El valor de Rw varía con la salinidad del agua y la temperatura. (Registros eléctricos).

2.4.2.3 Determinación de Propiedades Petrofísicas

Cálculo de la porosidad

Se puede determinar mediante registros sísmico, neutrónico y de densidad. (Mediciones de porosidad).

Porosidad a partir del perfil sísmico

Ecuación 2.8

$$\phi = \phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

ϕ_s = Porosidad sísmica

Δt = Tiempo de tránsito del registro leído

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz arenisca

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido

Porosidad a partir del perfil de densidad

Ecuación 2.9

$$\phi = \phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde:

θ_D = Porosidad de densidad

ρ_{ma} = Densidad de la matriz arenisca

ρ_b = Densidad de registros

ρ_f = Densidad del fluido

Determinación de la saturación

La determinación de la saturación de agua a partir de registros eléctricos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de saturación de Archie's. (Mediciones de porosidad).

Ecuación 2.10

$$S_w^n = \frac{R_w F}{R_t}$$

Donde

- ✓ R_w = Resistividad del agua de formación.
- ✓ R_t = Resistividad verdadera de la formación.
- ✓ F = Factor de resistividad de la formación.

F es obtenido usualmente a partir de mediciones de porosidad mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 2.11

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde

- ✓ m = Factor de cementación
- ✓ a = Constante

2.4.3 Caracterización Geológica

“La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, en otras palabras es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas,

petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos, también se incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

2.4.3.1 Interpretación Estructural

“Los cierres estructurales ubicados en la extensión de los campos Tipishca, Blanca y Vinita presentan características de formarse luego del cretáceo terciario. El sector oeste de los campos tiene potencial para desarrollar yacimientos adicionales cerrados. Al este los sellamientos se comprimen en forma creciente y el número de zonas de pago de gran espesor decrece.”

“La estructura del Campo Tipishca corresponde a una Nariz Estructural de dirección preferencial suroeste-noreste, la misma que limita al oeste con una falla inversa de igual dirección, mientras al noreste se define un sinclinal y al norte la estructura se levanta a los límites del área.”

“La estructura del Campo Blanca se define como un monoclinal con orientación norte-sur, buzando hacia el este.”

“En el Campo Vinita, la estructura corresponde a que la sección de Napo se acuña hacia el este y pasa de ambiente marino a continental.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

2.4.3.2 Descripción Litológica de los Yacimientos

“Los yacimientos productivos de los campos Tipishca, Blanca y Vinita se localizan en las areniscas M-1, M-2, U y T principalmente.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Arenisca M-1

“Para el campo Tipishca, la arenisca M-1 incrementa en su espesor hacia el occidente, en un intervalo de 80 y 91 pies. Está formado principalmente por arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y limolita de manera ocasional.”

“En el campo Blanca la arenisca M-1 la conforma arenisca intercalada con lutita y en la parte superior limolita en pocas cantidades.”

“Mientras para el campo Vinita la arenisca M-1 incrementa de espesor de noreste a suroeste y está presente arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y ocasionalmente con limolita.”

“Principales características: la arenisca es cuarzosa, transparente, de grano fino a medio, de regular porosidad.”

“La lutita es generalmente de color gris oscuro, moderadamente firme a firme. La caliza es crema, firme a moderadamente firme.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Arenisca M-2

“Para el campo Tipishca la arenisca M-2 disminuye en su espesor hacia el centro y conforma un intervalo de 58 y 86 ft. Presenta de manera predominante de arenisca con intercalaciones de lutita y en menor cantidad con caliza.”

“Para el campo Blanca la M-2 conforma arenisca intercalada con caliza y lutita. La arenisca se encuentra asociada con abundante glauconita.”

“Para el campo Vinita la M-2 está conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita y en menor proporción con caliza.”

“Principales características: La arenisca es cuarzosa, de grano fino a medio, porosidad regular, con inclusiones de glauconita.”

“La lutita es de color gris tomando un color más oscuro, moderadamente firme, no calcárea. “

“La caliza es de color gris clara, moderadamente dura, sin porosidad visible.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

T Superior

“Predominantemente está conformada de arenisca con intercalaciones de lutita y su espesor en un intervalo de 38 a 60 pies.”

“La arenisca es cuarzosa, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, asociada con glauconita, con manchas irregulares de petróleo café oscuras.”

“La lutita es de color gris oscura a negra, moderadamente firme, no calcárea.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

T Inferior

“Esta presenta principalmente arenisca con intercalaciones de lutita y caliza con espesor de intervalo de 31 y 37 pies en Tipishca.”

“La arenisca es blanca, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, sin muestras de petróleo.”

“La lutita es de color negro, a gris oscuro, firme a moderadamente firme, no calcárea.”

“La caliza es de color gris claro, cremoso.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Arenisca U

“Está conformada predominantemente de arenisca intercalada con lutita, caolinita y de manera ocasional con caliza.”

“Arenisca es cuarzosa de color café claro de clasificación regular. La caolinita con regular saturación de hidrocarburo, moderadamente firme.”






















“Lutita de color negro ocasionalmente astillosa quebradiza no calcárea. Caliza color crema moderadamente firme asociada con glauconita.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

2.4.3.3 Interpretación Estratigráfica

“La columna estratigráfica es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.”

“En áreas que son geológicamente más complejos, como los que contienen rocas intrusivas, fallas o metamorfismo, las columnas estratigráficas aún pueden servir para indicar la ubicación relativa de esas unidades con respecto a los demás.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Figura 2.4: Columna estratigráfica de los campos Tipishca, Blanca y Vinita

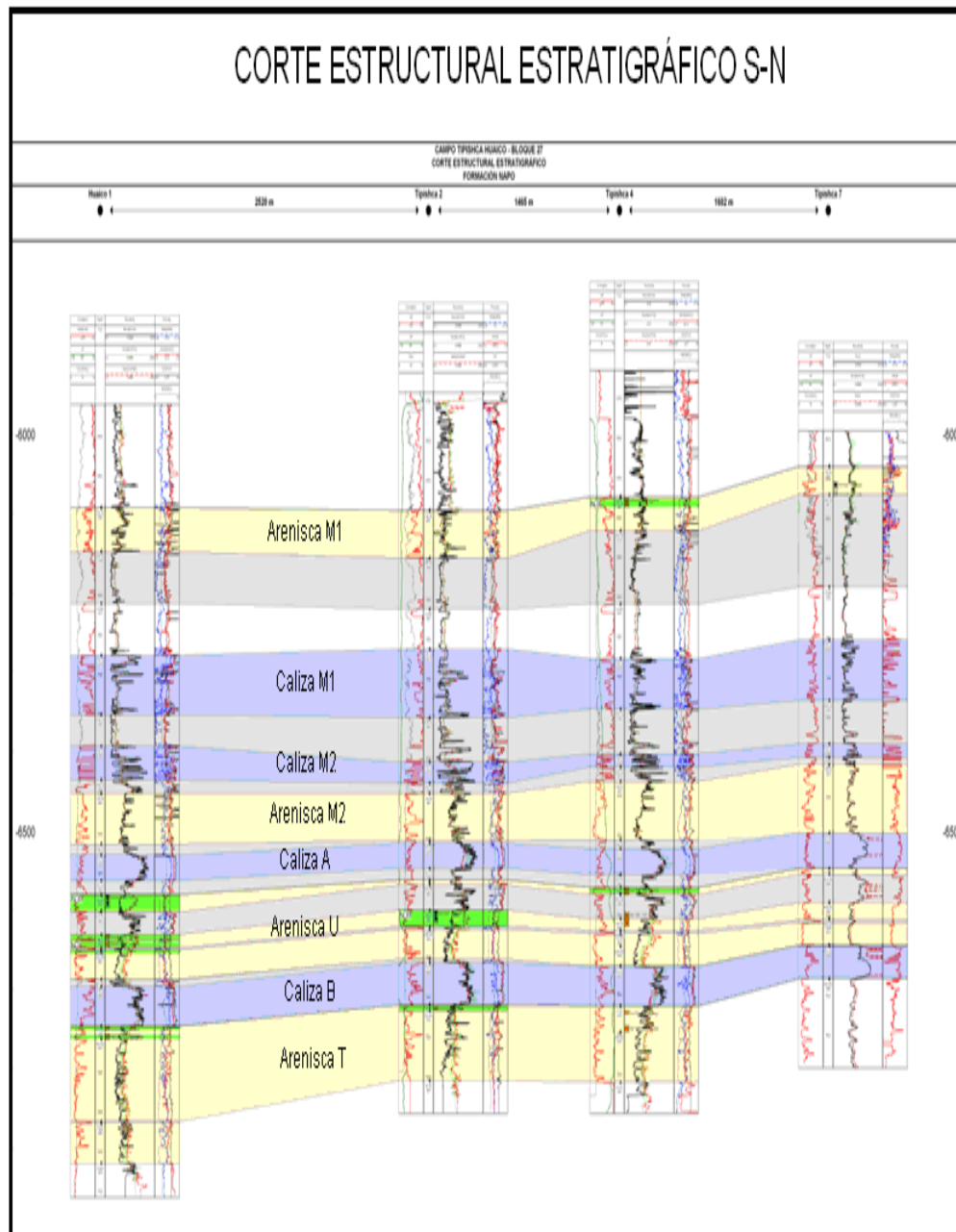
CRONO- ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITO- LOGIA	UNIDAD	PROFUNDIDAD (PIES) MD TVD	
P A L E O G E N O	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		LUTITA	5382	4446
				ARENISCA		
	EOCENO	TIYUYACU		TIYUYACU	6404	5178
						
						
						
						
PALEOCENO	TENA		TENA	8307	6576	
						
C R E T A C I C O	TARDIO	TENA BASAL		ARENISCA BASAL TENA		
		NAPO		NAPO	8690	6869
				ARENISCA "M-1"		
				CALIZA "M-1"	8903	7034
				CALIZA "M-2"	9040	7151
			ARENISCA "M-2"	9087	7190	
			CALIZA "A"	9170	7261	
			ARENISCA "U"	9208	7294	
			CALIZA "B"	9320	7388	
			ARENISCA "T"	9359	7421	
	TEMPRANO			CALIZA "C"		
				ARENISCA HOLLIN	9424	7476
				PROFUND TOTAL	9537	7575

Fuente: EP-PETROECUADOR, Archivo Técnico

Campo Tipishca

“Para el campo Tipishca se encuentra la arenisca M-1 cuyo espesor se presenta casi uniforme en todos los pozos. Además la Napo U junto con la T, presentan ligeras variaciones de espesor.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Figura 2.5: Corte Estructural Estratigráfico Campo Tipishca

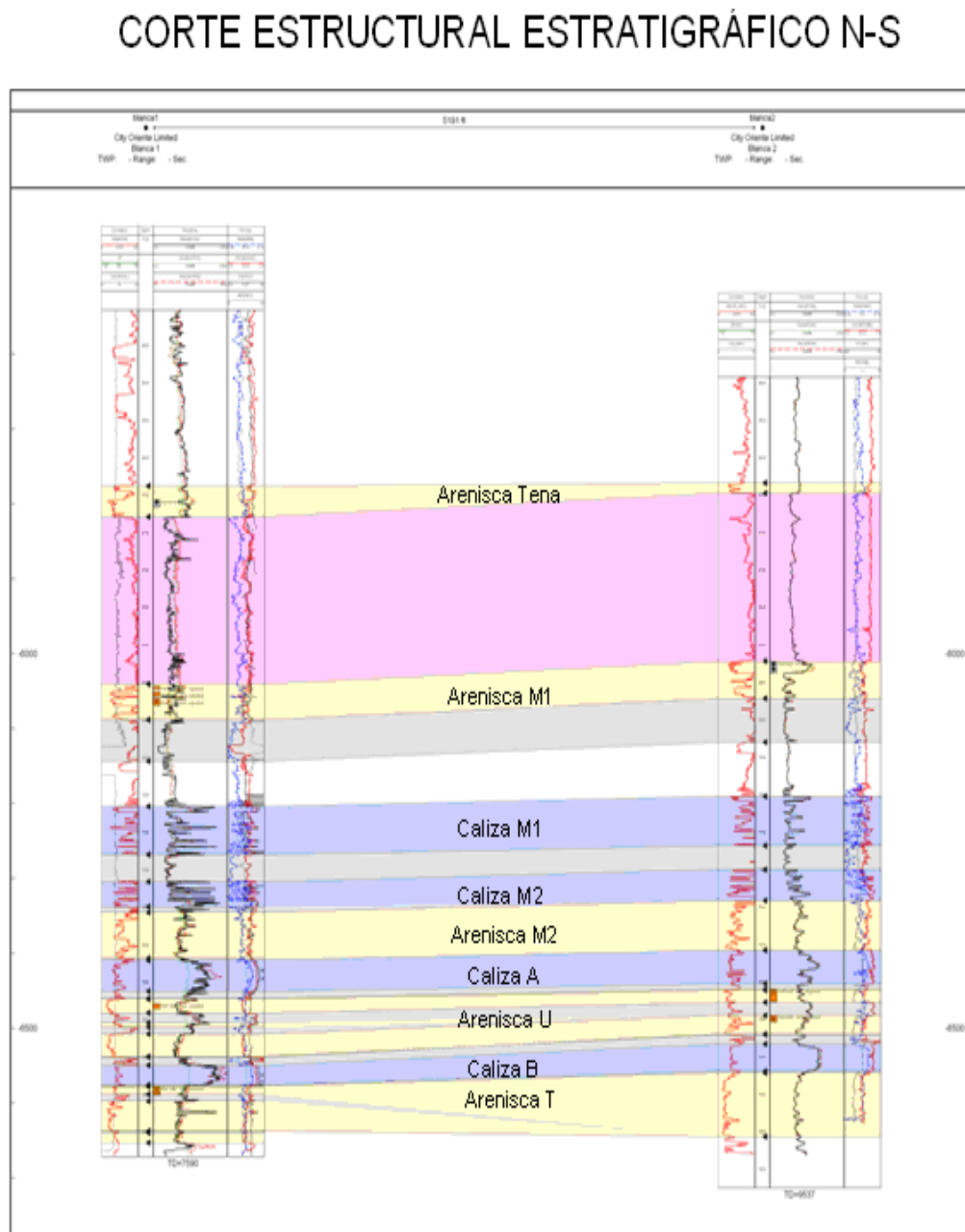


Fuente: EP-PETROECUADOR, Archivo Técnico

Campo Blanca

“La estructura del campo Blanca hace referencia a un monoclinal con hidrocarburos comercialmente explotables en los yacimientos Tena y M-1 de la formación Napo.” (EP-Petroecuador, Archivo Técnico, 2012).

Figura 2.6: Corte Estructural Estratigráfico Campo Blanca

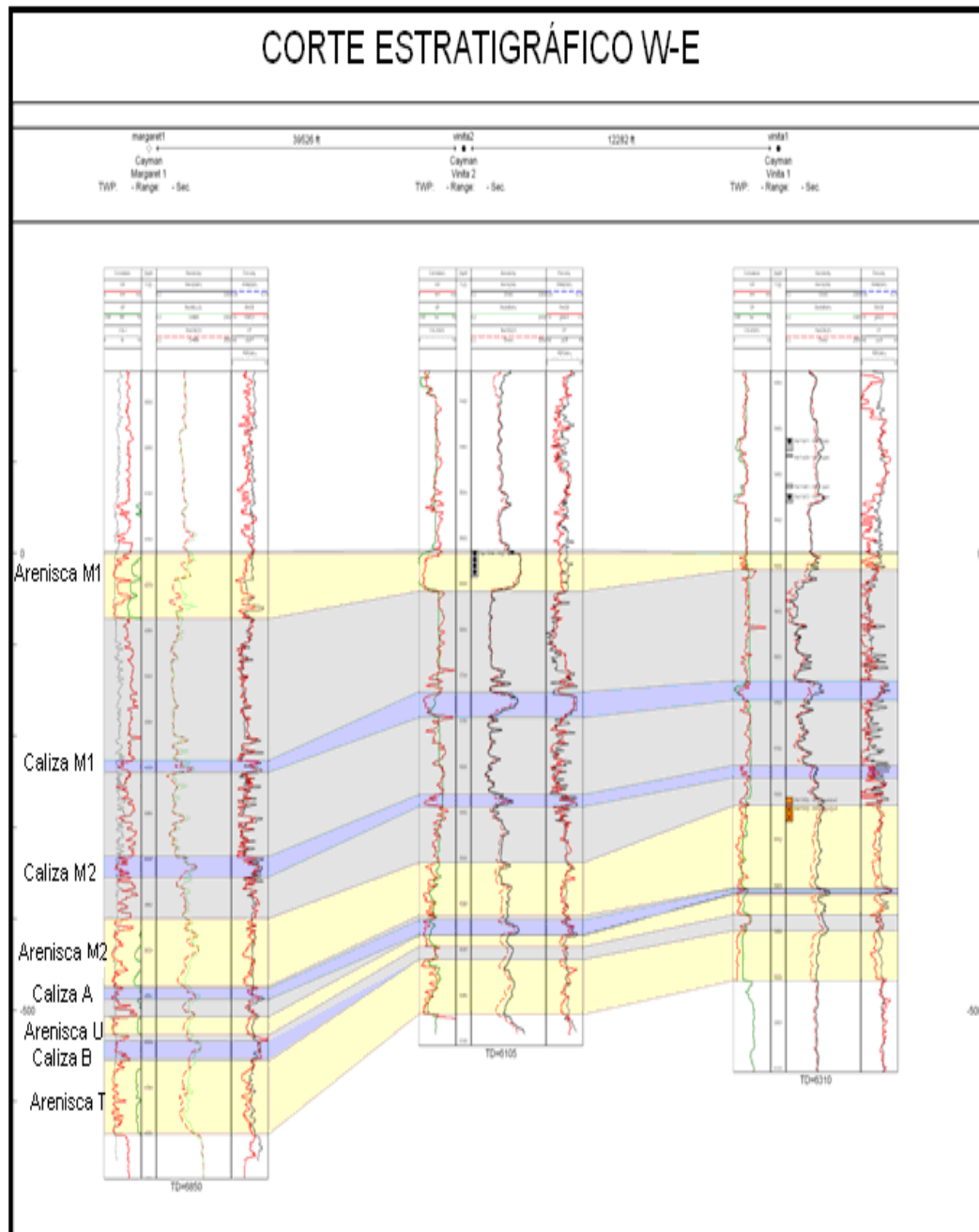


Fuente: EP-PETROECUADOR

Campo Vinita

En el área este de Vinita, a nivel estratigráfico se evidencia la continuidad de la arenisca M-1.

Figura 2.7: Corte Estructural Estratigráfico Campo Vinita



Fuente: EP-PETROECUADOR, Archivo Técnico.

2.4.4 Reservas

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados técnicamente y económicamente rentables a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación es llamado "determinístico" si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos. El método de estimación es llamado "probabilístico" cuando el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas. La identificación de las reservas como probadas, probables y posibles ha sido el método más frecuente y proporciona una indicación de la probabilidad de la recuperación. Debido a la diferencia en la incertidumbre, se debe tener cuidado cuando se suman reservas de diferente clasificación. (Definición de reservas petroleras, 2012).

2.4.4.1 Tipos de Reservas

2.4.4.1.1 Reservas probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

Si se emplea el método determinístico, el término "razonable certeza" quiere decir que se considera un alto grado de certidumbre que las cantidades serán recuperadas. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán al estimado.

El establecimiento de condiciones económicas actuales, debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones requeridos en el reporte de reservas. (Definición de reservas petroleras, 2012).

2.4.4.1.2 Reservas probables

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables. (Definición de reservas petroleras, 2012).

2.4.4.1.3 Reservas posibles

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles. (Definición de reservas petroleras, 2012).

2.4.5 Mecanismos de Producción

Los hidrocarburos que se encuentran en un reservorio pueden ser producidos por mecanismos naturales o artificiales.

2.4.5.1 Levantamiento natural

2.4.5.1.1 Expansión de roca y fluido

Cuando un reservorio inicia la producción la presión declina resultando una expansión de petróleo gas y agua del yacimiento produciendo una fuerza de empuje que mueve gas y petróleo hacia pozos productores, la recuperación es del 2 al 5%. (Mecanismos de producción, 2012).

2.4.5.1.2 Expansión de gas disuelto

Al perforar un yacimiento la presión en el pozo disminuye y permite expandirse al gas el mismo que sale hacia la superficie, este mecanismo permite una recuperación del 5 al 20% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento. (Mecanismos de producción, 2012).

2.4.5.1.3 Empuje del casquete de gas

El gas que se encuentra sobre el petróleo en ciertos yacimientos también se expande luego de la perforación empujando al petróleo hacia la superficie, el porcentaje de recobro es de 20 a 30%. (Mecanismos de producción, 2012).

2.4.5.1.4 Segregación Gravitacional

Este mecanismo obedece a la distribución de los fluidos de acuerdo a sus densidades dentro del reservorio este mecanismo generalmente está asociado con cualquiera de los mecanismos anteriores pero aún actuando solo permite un porcentaje de recobro de 40 a 80%. (Mecanismos de producción, 2012).

2.4.5.2 Levantamiento artificial

Los pozos son capaces de producir por flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de Levantamiento Artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

En la selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Disponibilidad de fuentes de energía en superficie: red de la fuerza electromotriz, plantas compresoras y otras.
- Característica del fluido por producir: viscosidad, °API, porcentaje de agua y sedimento, relación gas - líquido y otras.
- Profundidad y presión estática del yacimiento
- Índice de productividad del pozo
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción: conificación de agua o gas, arenamiento, etc.

2.4.5.2.1 Bombeo mecánico convencional

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado en el mundo. Consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida de energía a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El bombeo

mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque, también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. (Mecanismos de producción artificial, 2012).

Componentes del equipo

Equipo de superficie

- ❖ Motor
- ❖ Caja de engranaje
- ❖ Manivela
- ❖ Prensa estopa
- ❖ Unidad de bombeo
- ❖ Unidades de bombeo mecánico
- ❖ Balancines tipo API

Equipo de subsuelo

- ❖ Tubería de producción
- ❖ Ancla de tubería
- ❖ Sarta de cabilla
- ❖ Bomba de subsuelo

Ventajas del bombeo mecánico

- El diseño es poco complejo.
- El sistema es eficiente, simple y fácil de operar.
- Es aplicado en crudo pesado y altamente viscoso.
- Puede utilizar combustible o electricidad como fuente de energía.
- El equipo puede ser operado a temperaturas elevadas.
- Permite variar la velocidad de embolada y longitud de carrera para el control de la tasa de producción.

Desventajas y limitaciones del bombeo mecánico

- La efectividad del sistema puede verse afectada severamente por la presencia del gas.
- La presencia de arena ocasiona el desgaste severo del equipo.
- Posee profundidades limitadas.
- El equipo es pesado y ocupa mucho espacio.

Rango de aplicación del bombeo mecánico

- Este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2000 (BPPD).
- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Solo se utiliza en pozos unidireccionales.
- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500 °F.

2.4.5.2.2 Levantamiento artificial por gas

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de levantamiento artificial que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. (Mecanismos de producción artificial, 2012).

Inyección de gas por flujo continuo

Se considera una extensión del método de producción por flujo natural: esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

Inyección de gas por flujo intermitente

Se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección.

Sistema de distribución de gas

La red de distribución, la cual puede ser del tipo ramificado o poseer un múltiple de distribución, es la encargada de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerá de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

Sistema de recolección de fluidos

Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacia el separador, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

Equipo de subsuelo

- ❖ Mandriles
- ❖ Válvulas
- ❖ Camisas
- ❖

Proceso de descarga

Inicialmente todas las válvulas (operadas por presión de gas) están abiertas y cubiertas de fluido de carga. La inyección del gas se comienza en forma lenta para transferir gradualmente la presión del sistema en el nivel del pozo (presión de arranque) hacia el anular. De lo contrario, la acción abrasiva del fluido de completación podría erosionar el asiento de las válvulas, por alta velocidad con la que circula a través de los mismos.

Ventajas del método de levantamiento artificial por gas

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo
- Bajo costo de operación

Desventajas del método de levantamiento artificial por gas

- Se requiere una fuente de gas de alta presión
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro
- El gas de inyección debe ser tratado
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso
- Aplicable a pozos de hasta + 10.000 pies

Parámetros de aplicación del método de levantamiento artificial por gas

- Una gran seguridad de compresión requiere de 95% o más de tiempo de corrida. El gas debe estar deshidratado y dulce.
- Posee un costo bajo por pozo, el costo de compresión dependerá del costo del combustible y mantenimiento del compresor.
- Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento
- Buen mercado para un buen compresor usado y algunos se dan como pago por su valor como mandriles y válvulas
- Buena Eficiencia. Incrementa para pozos que requieren pequeñas RGL de inyección. Baja eficiencia para pozos con alta RGL de inyección. Eficiencia típica de 20% pero un rango de 5 a 30%.

2.4.5.2.3 Bombeo electrosumergible

Se considera un método de levantamiento artificial, que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

Se basa en el principio de centrifugación de fluidos, un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado a una tubería de descarga, este tipo de bombas tienen diferentes estados de centrifugación, es decir, no es un solo rotor, si no varios que colocados en formas sucesivas uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión. (Mecanismos de producción artificial, 2012).

Equipo del sistema de bombeo electrosumergible

Equipo de superficie

- ❖ Transformadores
- ❖ Tablero de control
- ❖ El variador de frecuencia
- ❖ Caja de empalme
- ❖ Cabezal

Equipo de subsuelo

- ❖ Sensor de presión

- ❖ Motor
- ❖ Protector
- ❖ Separador de Gas
- ❖ Bomba centrífuga
- ❖ Cable de potencia

Ventajas del bombeo electrosumergible

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos
- Maneja altos cortes de agua(aplicables en costa a fuera)
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados
- No causan destrucciones en ambientes urbanos
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.

Desventajas del bombeo electrosumergible

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.

Parámetros del bombeo electrosumergible

- Temperatura: limitado por $> 350^{\circ}\text{f}$ para motores y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre $< 10\%$
- Presencia de arena: < 200 ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps.
- Profundidad: 6000 - 8000 pies
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4000 BPD.

2.4.5.2.4 Bombeo de cavidad progresiva

Este método consiste en el desplazamiento positivo de un volumen, ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial cuando se combina el movimiento longitudinal a lo largo del mismo. La bomba de cavidad progresiva o tornillo, es un equipo utilizado para el levantamiento artificial de crudo desde el subsuelo hasta la superficie. (Mecanismos de producción artificial, 2012).

2.4.5.2.5 Bombeo hidráulico

Se considera una técnica que se usa durante un corto tiempo.

Su potencia es transmitida mediante un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido de motor y es usado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. (Mecanismos de producción artificial, 2012).

Componentes del equipo

Equipo de superficie

- ❖ Sistema de fluido de potencia
- ❖ Bomba de superficie
- ❖ Bombas triples
- ❖ Bombas múltiples
- ❖ Múltiples de control
- ❖ Válvula de control

Equipos de subsuelo

- ❖ Sistema de fluido motor
- ❖ Sistema de fluido cerrado
- ❖ Sistema de fluido abierto
- ❖ Bombas hidráulicas
- ❖ Bomba de doble acción
- ❖ Bombeo por cabilla e hidráulico

Bomba tipo chorro (JET)

Esta clase de equipo no tiene partes móviles, lo que la hace resistente a los fluidos corrosivos y abrasivos. Además, se adapta a todos los ensamblajes de fondo del bombeo hidráulico tiene alta capacidad y puede manejar el gas libre del pozo, pero requiere mayores presiones a su entrada que las bombas convencionales, para evitar la cavitación. Su eficiencia es menor que la de los equipos de desplazamiento positivo, por lo cual necesita mayor potencia.

Los tamaños físicos de la boquilla y el conducto de mezcla determinan las tasas de flujo; mientras que la relación de sus áreas de flujo establece la relación entre el cabezal producido y la tasa de flujo.

Ventajas del bombeo hidráulico

- Pueden ser usados en pozos profundos (+/- 18000 pies).
- No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.
- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- Puede manejar bajas concentraciones de arena

Desventajas del bombeo hidráulico

- Costo inicial alto
- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.
- Altos costos en la reparación del equipo.
- No es recomendable en pozos de alto RGP.
- Problemas de corrosión.

Parámetros del bombeo hidráulico

- Alto dependimiento del HP requerido. Bajo en mantenimiento de bombas, costos acorde al tamaño de la garganta y las boquillas.
- Su confiabilidad es buena con un apropiado tamaño de garganta y boquillas de la bomba para las condiciones de operación. Debe evitarse operarse en rangos de cavitación en la garganta de la bomba. Problemas para presiones mayores a 4000 lpc.
- Fácil de remover. Algunos se dan como pago de su valor. Buen mercado para las triples bombas.
- Su eficiencia es de buena a pobre, máxima eficiencia solo en 30% altamente influenciado por el fluido de potencia más el gradiente de producción. Eficiencia típica entre 10-20%.

- Su flexibilidad es de buena a excelente, tasa de fluido de poder y presión ajustable a condiciones de producción capacidad de levantamiento. Selección de gargantas y boquillas de amplia gama de tallas de volumen y capacidad.

2.4.6 Punzonamiento

El punzonamiento o cañoneo es el proceso de crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones.

2.4.7 Fracturamiento Hidráulico

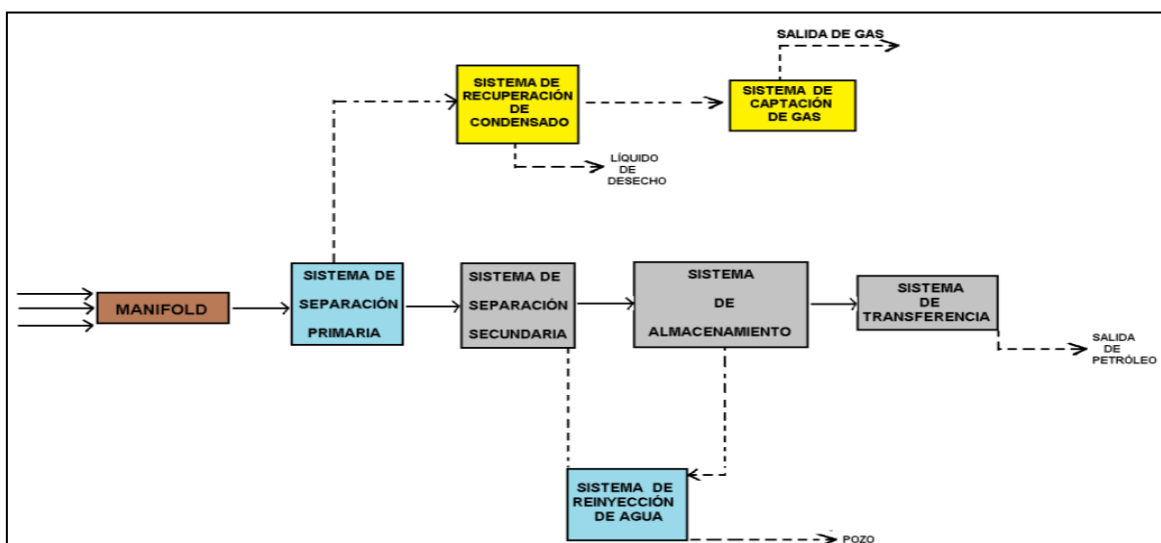
Es la aplicación de presión a la roca reservorio hasta que se produce la falla o fractura de la misma. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla.

Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no sólo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del reservorio.

2.4.8 Facilidades de Producción

“Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas”.

Figura 2.8 Proceso de las facilidades de producción



Fuente: Archivos de Ingeniería de Producción I

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

2.4.8.1 Facilidades Disponibles en el campo

La estación de producción de Tipishca al momento cuenta con facilidades de producción para una capacidad de procesamiento de 18.500 barriles de fluido por día y 1,5 MMSCFD de gas.

Las instalaciones de producción se componen de las siguientes partes:

2.4.8.1.1 Manifold

Es un conjunto de tuberías, accesorios y válvulas que permiten recibir, controlar, y distribuir adecuadamente la producción que llega de los diferentes pozos productores.

La estación de producción del campo Tipishca cuenta con:

- Un manifold de entrada ANSI 600 para ocho pozos, con una línea de prueba de 4" y una línea de producción de 8".
- Un manifold de distribución ANSI 300 para cuatro pozos.

2.4.8.1.2 Separador

Es un recipiente de acero que por lo general se utiliza en la separación de agua petróleo y gas, en la medición de volúmenes y tratamiento de los hidrocarburos para separar la mezcla en sus componentes básicos, petróleo, gas y agua. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Los separadores de petróleo y gas, separan mecánicamente los componentes líquidos y gaseosos que existen a una temperatura y presión específica, siendo el elemento inicial de procesamiento en cualquier instalación.

Estos se clasifican de acuerdo a su forma en: horizontales, verticales y esféricos.

Se clasifican de acuerdo al número de fases que pueden separar, bifásico y trifásico. Los bifásicos son los más comunes y son usados para separar la fase gaseosa de la fase líquida (petróleo y agua), los trifásicos son usados para separar las tres fases (gas, petróleo y agua).

La estación de producción cuenta con:

- Un separador de prueba horizontal tipo trifásico (V-110) de 48" de diámetro por 10 pies de largo, para una presión de 250 psi @ 93 grados centígrados, y puede recibir la producción de 5000 BFPD.

Separadores de producción:

- Separador de producción V-100, horizontal tipo trifásico de 72" de diámetro por 24 pies de largo, para una presión de 150 psi @ 149 grados centígrados. Tiene una capacidad de 10000 BFPD.
- Separador de producción V-140, horizontal tipo trifásico para una presión de 100 psi @ 250 grados Fahrenheit. Tiene una capacidad de 30000 BFPD.

Los separadores están equipados con medidores que determinan los volúmenes de petróleo, agua y gas; y, también con válvulas automáticas de control de presión, nivel, y válvula de alivio.

2.4.8.1.3 Tanque de lavado

Los tanques de lavado o tanque de decantación son utilizados para separación de agua del petróleo se basan en el principio de gravedad diferencial.

La acción de la separación del petróleo y el agua en el tanque de lavado permite una operación de lavado con suficiente tiempo para que el agua se asiente por diferencia de gravedad. Ya que todas las emulsiones no son idénticas, no puede establecerse una norma para el nivel de agua que debe permanecer en el tanque de lavado.

En la estación de producción cuenta con:

- Tres tanques de lavado (T-745, T-755, T-765) de 4,084 metros de diámetro y 6,096 metros de alto, con una capacidad de 500 BLS cada uno.

2.4.8.1.4 Tanque de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son destinados a almacenar hidrocarburo, pueden clasificarse de acuerdo a su forma y por la clase de producto almacenado

En la estación de producción de Tipishca contamos con:

- Dos tanques de almacenamiento (T-780, T-790) de 10000 BLS cada uno.
- Un tanque de almacenamiento de diésel, con capacidad para 400 barriles.
- Un tanque de almacenamiento de gasolina, con capacidad para 200 barriles.

2.4.8.1.5 Tanque de alivio

Es un tanque diseñado para recibir la descarga de las válvulas de alivio de los separadores, y del sistema de seguridad de parada de emergencia, instaladas en las líneas de producción y prueba del

manifold de entrada.

- En Tipishca se tiene un tanque de alivio de techo fijo de 12 pies de diámetro y 10 pies de alto, con una capacidad de 200 barriles. El diseño y construcción están de acuerdo con la norma API 650.

2.4.8.1.6 Bota de gas

Su finalidad es la de separar el gas remanente que contiene el crudo proveniente de los separadores. Actúa como un separador vertical, la entrada de crudo es tangencial que se dirige 30° grados hacia abajo, lo cual permite que el crudo se revolucione y forme remolinos al chocar con las paredes.

La bota tiene un extractor de niebla el cual separa las partes líquida del gas ascendente, es hecha de mallas de acero entre las cuales hay una lana de acero inoxidable.

El crudo que ingresa a las Botas sigue su camino hacia los tanques y el gas hacia la tea.

Tipishca cuenta con dos botas de gas:

- Bota de gas V-120, de 24" de diámetro y 33 pies de alto para una presión de 15 psi @ 121 grados centígrados.
- Bota de gas V-130, de 24" de diámetro y 33 pies de alto para una presión de 15 psi @ 121 grados centígrados.

2.4.8.1.7 Bombas

Bombas para reinyección de agua

Para el sistema de reinyección de agua se cuenta con dos bombas Booster (P-530 A/B) que envían el agua de los tanques a dos bombas horizontales de transferencia (P-540 A/B) para su inyección.

Las bombas Booster (P-530 A/B) son centrífugas marca Goulds 3196 de 2"x3" – 13 con impeller de 11.25", accionada con motor eléctrico de 20 HP-460 /3 /60 ciclos de 1830 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 292 GPM a 50 psi. Las bombas horizontales (P-540 A/B) son centrífugas multietapa marca REDA tipo JN-10000 de 42 etapas series 675, accionada con motor eléctrico de 350 HP-460 /3 /60 ciclos, a 3600 RPM-TEFC tropicalizado equipado con variador de frecuencia, con capacidad de 10000 BAPD a 1300 psi.

Bombas para recirculación

Para situaciones en las que en los tanques de almacenamiento cuenta con crudo fuera de especificaciones (BSW > 1%), se utiliza esta bomba para recircular el producto al inicio del proceso. La bomba (P-510) es marca Moino 1000, accionada con motor eléctrico de 10 HP-460 /3 /60 ciclos, a 1200 RPM-TEFC tropicalizado con variador de frecuencia, con una capacidad de 80 barriles por hora a 120 psi.

Bombas para transferencia de crudo

Se cuenta con dos bombas Booster (P-550 A/B) que envían el crudo de los tanques de almacenamiento hacia la unidad LACT para su fiscalización y entrega por medio de dos bombas horizontales de transferencia (P-560 A/B). Las bombas Booster (P-550 A/B) son centrífugas marca Goulds 3196 de 3"x4" – 13", accionada con motor eléctrico de 50 HP-460 /3 /60 ciclos de 1830 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 438 GPM a 75 psi. Las bombas horizontales (P-560 A/B) son centrífugas multietapa marca REDA tipo JN-7500 de 29 etapas, accionada con motor eléctrico de 250 HP-480 /3 /60 ciclos, a 3600 RPM-TEFC tropicalizado equipado con variador de frecuencia, con capacidad de 5000 BPPD a 750 psi.

Válvula de alivio

Es un dispositivo de seguridad que sirve para evitar que el tanque se sobreprecione debido a la entrada del fluido, considerando que el volumen que entra un líquido es igual al volumen que se desplaza de aire o gas que sale del tanque por la válvula de alivio o presión. Otra consideración es cuando el tanque está despachando a altas ratas de flujo y se necesita compensar el volumen de líquido que sale del mismo, esta válvula permite el ingreso de aire o gas, para evitar que el tanque colapse.

La estación de producción cuenta con:

- Válvulas de emergencia (ESDV) están instaladas en las líneas de prueba y en la de producción del manifold de entrada, las que a través de señales accionadas automáticamente, cerraran el separador de prueba y de producción, en caso de presentarse condiciones anormales de operación.
- Válvula de presión y vacío, válvulas escalonadas de muestreo de fluidos, visores de control de nivel, líneas de recirculación.

2.4.8.1.8 Unidad recuperadora de vapores (VRU)

Una unidad recuperadora de vapor (VRU) recolecta vapores de las instalaciones de almacenaje y carga, los vuelve líquidos de nuevo y devuelve los hidrocarburos líquidos de nuevo a almacenaje.

En Tipishca se tiene una unidad VRU compuesta por:

- Tanque recuperador de vapores (T-705), cilíndrico horizontal de 36" de diámetro y 8 pies de largo.
- Bomba (P-590), centrífuga marca SMR-TEK 4VK8-7, accionada con motor eléctrico de 30 HP-460 /3 /60 ciclos, de 3450 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 30 GPM a 65 psi. Enviará los condensados al inicio del proceso.

- Ventiladores (K-600 A/B), tipo MD-3210 accionado con motor eléctrico de 20 HP-460 /3 /60 ciclos, de 1800 RPM-TEFC tropicalizado con variador de frecuencia, que enviará el gas al mechero.

2.4.8.1.9 K.O. DRUM

El objetivo de un K.O. Drum es preparar al vapor/gas que fue separado, para ser quemado en el mechero. Es prioritario asegurar que no se envíen líquidos a la antorcha, pues se produciría el efecto conocido como lluvia de fuego. Para ello, se instalan estos separadores. Su diseño está normalizado según API 521.

Tipishca cuenta con un K.O. Drum (T-790), cilíndrico horizontal de 72” de diámetro y 10 pies de largo, con capacidad de 25 barriles, instalado antes del mechero (M-900). También cuenta con una bomba centrífuga marca Dean modelo PH2110 de 1”x1.5”x6”, accionada con motor eléctrico de 7.5 HP -460 /3 /60 ciclos de 3600 RPM-TEFC tropicalizado, que enviará los condensados al inicio del proceso. El mechero (M-900) es de 8 5/8” de diámetro y 40 pies de alto.

2.4.8.1.10 Sistema LACT

LACT (Lease Automatic Custody Transfer) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición es de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa al petróleo.

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- Bomba(s) para desplazar el petróleo de un lugar a otro.
- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de petróleo entregado.
- Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- Dispositivos para hacer un muestreo o coleccionar continuamente el petróleo que fluye a través de la unidad.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso el petróleo es desviado a un depósito o tanque de petróleo contaminado o a una unidad de tratamiento.

2.4.8.1.11 Líneas de flujo

Las líneas de flujo son tuberías que trasladan el fluido desde el cabezal del pozo hasta el manifold de recepción de petróleo en la Estación de Producción.

En Tipishca se cuenta con:

- Un oleoducto secundario de 8” ANSI 600 que va desde la Estación de Producción hasta empatar con el oleoducto VHR – Cuyabeno, y

2.4.8.1.14 Generación eléctrica

El requerimiento de energía eléctrica está suministrado por cinco generadores a diésel, dos ubicados en la Plataforma Tipishca Norte, dos en la Estación de Producción y uno en el Campamento Central, con una capacidad total de 2,5 MW.

CAPITULO III

3. DISEÑO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de Estudio

La presente investigación es de tipo retrospectivo ya que el proyecto está encaminado con la visión de analizar los diferentes estados de los pozos productores que están aportando a la producción.

Los resultados de la investigación después de ser presentados a la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador podrán ser una opción para poner en práctica un mejoramiento futuro para incrementar la producción.

3.2 Universo y Muestra

El universo de la presente investigación está conformado por 6 pozos productores y 1 pozo abandonado del campo Tipishca, 1 pozo productor y 2 pozos abandonados del campo Blanca, y 2 pozos productores del campo Vinita.

La muestra está conformada por los pozos que serán seleccionados con los siguientes criterios de inclusión.

- Reevaluación de arenas y punzonamiento de pozos.
- Mantenimiento de la completación de los pozos.
- Reacondicionamiento de los pozos.

3.3 Métodos y Técnicas

En la presente investigación, se utilizará tanto fuentes primarias como fuentes secundarias.

Dentro de las fuentes primarias se encuentra toda la información referente a los campos Tipishca, Blanca y Vinita, y a los sistemas de producción que están actualmente operando.

Para la recolección de datos en la presente investigación se utilizará una matriz con todos los indicadores pertinentes. Para la adquisición de datos e información La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador brindara ayuda para la respectiva recolección.

3.3.1 Análisis de la situación actual de los campos

3.3.1.1 Campo Tipishca

3.3.1.1.1 Historial de Producción

El campo Tipishca inicia las operaciones en el año 1998. A partir de esa fecha se perforaron 8 pozos direccionales que vienen a ser los siguientes: los pozos Tipishca-01, Tipishca-02, Tipishca-03, Tipishca-04, Tipishca-05 (pozo reinyector), Tipishca-07, Huaico-01 y Patricia-01 (pozo reinyector).

Las pruebas iniciales determinaron la presencia de hidrocarburos en las areniscas Napo T, U, M-2 y M-1. Los distintos parámetros se pueden apreciar en el anexo 3.1

Durante el año 2011 (enero – diciembre) la producción de petróleo se calcula en 388.072 Bls de petróleo aproximadamente.

Desde el primer semestre del año 2012 (enero – junio) la producción de petróleo alcanzó los 157.986 Bls de petróleo.

Esto quiere decir que durante el período de enero 2011 hasta junio 2012 la producción de petróleo fue de 546.058 barriles de petróleo.

3.3.1.1.2 Pruebas de presión

El Campo Tipishca presenta valores de presiones que se detallan en el anexo 3.2. Las últimas pruebas de presión se realizaron en el 2008.

3.3.1.1.3 Estado actual del campo

La producción de crudo proviene de cinco reservorios de las formaciones Napo: U-Inferior, U-Superior; T Superior, M-1 y M-2

El campo Tipishca cuenta con quince (15) pozos al año 2012, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 3.1: Pozos del Campo Tipishca

Pozo	Estado del pozo
Tipishca 01	Pozo cerrado
Tipishca 02	Bombeo electro sumergible
Tipishca 03	Bombeo electro sumergible
Tipishca 04	Pozo cerrado

Tipishca 05	Pozo Re inyector
Tipishca 06	Bombeo hidráulico
Tipishca 07	Pozo cerrado
Tipishca 08	Bombeo electro sumergible
Tipishca 09	Pozo cerrado
Tipishca 10	Pozo abandonado
Tipishca 11	Pozo cerrado
Tipishca 12	Pozo cerrado
Tipishca 13	Bombeo electro sumergible
Tipishca 14	Pozo cerrado
Tipishca 15	Pozo cerrado

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

3.3.1.1.4 Estado de los pozos

Tipishca 01

El pozo Tipishca-01 es un direccional, en la actualidad se encuentra cerrado.

Tipishca 02

El pozo Tipishca-02 se perforó como un pozo de avanzada, en la actualidad se produce mediante bombeo electro sumergible de la U inferior con un BSW aproximado de 88%.

Tipishca 03

El pozo Tipishca-03 se perforó como un pozo de desarrollo, en la actualidad se produce mediante bombeo electro sumergible de la U superior con un BSW aproximado de 94%.

Tipishca 04

El pozo Tipishca-04 en la actualidad se encuentra cerrado

Tipishca 05

El pozo Tipishca-05 se perforó a partir de inicios del 2001 se lo convirtió en un pozo re inyector a la formación Tiyuyacu.

Tipishca 06

El pozo Tipishca-06 se perforó como un pozo de desarrollo, en la actualidad se produce

mediante bombeo hidráulico tipo Jet de la U superior con un BSW aproximado de 92%.

Tipishca 07

El pozo Tipishca-07 se perforó como un pozo direccional de desarrollo, en la actualidad se encuentra cerrado.

Tipishca 08

El pozo Tipishca-08 se perforó como un pozo de desarrollo, en la actualidad produce mediante bombeo electro sumergible de la U inferior con un BSW aproximado de 60%.

Tipishca 09

El pozo Tipishca-09 se perforó como un pozo de desarrollo, en la actualidad se encuentra cerrado.

Tipishca 10

El pozo Tipishca-10 en la actualidad se encuentra abandonado.

Tipishca 11

El pozo Tipishca-11 se perforó como un pozo direccional de desarrollo, en la actualidad se encuentra cerrado.

Tipishca 12

El pozo Tipishca-12 se perforó como un pozo direccional de desarrollo, en la actualidad permanece cerrado.

Tipishca 13

El pozo Tipishca-13 se perforó como un pozo direccional de desarrollo, en la actualidad produce mediante bombeo electro sumergible de la U inferior con un BSW aproximado de 18%.

Tipishca 14

El pozo Tipishca-14 se perforó como un pozo direccional de desarrollo, en la actualidad se encuentra cerrado.

Tipishca 15

El pozo Tipishca-15 en la actualidad se encuentra cerrado.

3.3.1.1.5 Completación de pozos

En el campo Tipishca los pozos tienen un promedio de 7.700 pies de profundidad aproximadamente (respecto al TVD), que fueron terminados con tubería de revestimiento superficial de 13 3/8", tubería de revestimiento media de 9 5/8" y tubería de producción de 3 1/2".

El anexo 3.3 presenta los diagramas de completación de los pozos del campo Tipishca.

3.3.1.1.6 Historial de reacondicionamiento de pozos

Por definición el reacondicionamiento se refiere a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos). Los historiales de reacondicionamiento identifican los diferentes trabajos de reacondicionamiento, entre los cuales se conocen: estimulación, repunzonamientos, fracturamientos, squeeze, cambio del sistema de producción, cambio de arenas productoras, entre otros.

En el anexo 3.4 se presenta un resumen de los trabajos de reacondicionamiento realizados.

3.3.1.2 Campo Blanca

3.3.1.2.1 Historial de Producción

Las pruebas iniciales determinaron la presencia de hidrocarburos en las areniscas Napo, Tena y M-1. Los distintos parámetros se pueden apreciar en el anexo 3.5

Durante el año 2011 (enero – diciembre) la producción de petróleo fue de 116.656 Bls de petróleo. Desde el primer semestre del año 2012 (enero – junio) la producción de petróleo alcanzó los 46.115 Bls de petróleo.

Esto quiere decir que durante el período de enero 2011 hasta junio 2012 la producción de petróleo fue de 162.771 barriles de petróleo.

3.3.1.2.2 Presiones

El Campo Blanca presenta valores de presiones que se detallan en el anexo 3.6.

3.3.1.2.3 Estado actual del campo

La producción de crudo del campo Blanca provienen de primordialmente de las arenas Tena y M-1

El campo Blanca consta con un total de seis (6) pozos, de los cuales se detallan a continuación:

Tabla 3.2: Pozos del Campo Blanca

Pozo	Estado del pozo
Blanca 01	Bombeo electro sumergible
Blanca 02	Pozo cerrado
Blanca 03	Pozo abandonado
Blanca 04	Pozo cerrado
Blanca 05	Pozo cerrado
Blanca Oeste 01	Pozo abandonado

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

3.3.1.2.4 Estado de los pozos

Blanca 01

El pozo Blanca-01 se perforó como un pozo direccional exploratorio, en la actualidad produce mediante bombeo electro sumergible de la Tena con un BSW aproximado de 30%.

Blanca 02

El pozo Blanca-02 se perforó como un pozo de desarrollo y en la actualidad se encuentra cerrado.

Blanca 03

El pozo Blanca-03 en la actualidad se encuentra abandonado.

Blanca 04

El pozo Blanca-04 en la actualidad se encuentra cerrado.

Blanca 05

El pozo Blanca-05 se perforó como un pozo de desarrollo y en la actualidad se encuentra cerrado.

Blanca Oeste 01

El pozo Blanca Oeste-01 se encuentra en la actualidad abandonado.

3.3.1.2.5 Completación de pozos

Los pozos del campo Blanca presentan una profundidad promedio de 7.500 pies aproximadamente (respecto al TVD), completados con tubería de revestimiento superficial de 10 3/4”.

En el anexo 3.7 se presenta los diagramas de completación de los pozos.

3.3.1.2.6 Historial de reacondicionamiento de pozos

Los historiales de reacondicionamiento informan acerca del comportamiento de los pozos de petróleo desde su inicio de explotación.

En el anexo 3.8 se presenta un resumen de los trabajos de reacondicionamiento realizados.

3.3.1.3 Campo Vinita

3.3.1.3.1 Historia de Producción

El Campo consta de tres pozos, el pozo Vinita-01 y Vinita-02 y el pozo Patricia que es re inyector.

Las pruebas iniciales determinaron la presencia de hidrocarburos en los yacimientos M-2 y M-1. Los distintos parámetros se pueden apreciar en el anexo 3.9

Durante el año 2011 (enero – diciembre) la producción de petróleo se calcula en 226.839 Bls de petróleo.

Desde el primer semestre del año 2012 (enero – junio) la producción de petróleo alcanzó los 110.394 Bls de petróleo.

Esto quiere decir que durante el período de enero 2011 hasta junio 2012 la producción de petróleo fue de 337.233 barriles de petróleo.

3.3.1.3.2 Presiones

El Campo Vinita presenta valores de presiones que se detallan en el anexo 3.10.

3.3.1.3.3 Estado actual del campo

La producción de crudo del campo Vinita provienen de principalmente de la arena M-1
El campo Vinita consta con un total de tres (3) pozos, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 3.3: Pozos del Campo Vinita

Pozo	Estado del pozo
Vinita 01	Bombeo electro sumergible
Vinita 02	Bombeo electro sumergible
Patricia 01	Pozo re inyector

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

3.3.1.3.4 Estado de los pozos

Vinita 01

El pozo Vinita-01 se perforó como un pozo exploratorio, en la actualidad produce mediante bombeo electro sumergible de la M-1 con un BSW aproximado de 77%.

Vinita 02

El pozo Vinita-02 se perforó como un pozo exploratorio, en la actualidad produce mediante bombeo electro sumergible de la M-1 con un BSW aproximado de 21%.

Patricia 01

El pozo Patricia-01 es un pozo re inyector a la formación Tiyuyacu.

3.3.1.3.5 Completación de pozos

Los pozos del campo Vinita se completaron con tubería de revestimiento de 9 5/8” en la zona superficial para luego ser revestidos con tubería de 5 1/2” hasta el fondo de los pozos.

En el anexo 3.11 se presenta los diagramas de completación de los pozos.

3.3.1.3.6 Historial de reacondicionamiento de pozos

Los reacondicionamientos nos permiten conocer el comportamiento de los pozos desde su completación hasta su tratamiento para restaurar e incrementar la producción a través de diferentes trabajos de reacondicionamiento.

En el anexo 3.12 se presentan el historial respectivo.

3.3.2 Resultados de las características PVT de los campos

Los análisis PVT son requisito indispensable para contar con las propiedades de los fluidos. El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento, estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo actividades de ingeniería de yacimientos, análisis nodales y diseño de instalaciones de producción.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son:

- Presión estática del yacimiento.
- Presión fluyendo
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque.

Tabla 3.4: Propiedades iniciales del petróleo del campo Tipishca

Formación	Pi	Uoi	Boi	Pb	Uob	Bob	RGP
	PSI	cP	BY/BN	PSI	cP	BY/BN	PCS/BN
Napo T	3150	1,96	1,155	600	1,60	1,181	211
Napo U Inferior	3057	4,48	1,144	409	3,30	1,165	161
Napo U Superior	3057	6,80	1,143	681	5,23	1,155	172
Napo M-2	2634	5,24	1,159	627	4,52	1,167	147
NapoM-1	2903	107,37	1,099	520	61,62	1,115	124

Fuente: EP-PETROECUADOR

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

Tabla 3.5: Propiedades iniciales del petróleo del campo Blanca

Formación	Pi	Uoi	Boi	Pb	Uob	Bob	RGP
	PSI	cP	BY/BN	PSI	cP	BY/BN	PCS/BN
Napo T	3000	2,20	1,165	600	1,80	1,187	200
Napo U	2800	9,30	1,117	600	6,90	1,131	160
Napo M-2	2384	97,40	1,120	520	61,60	1,135	124
NapoM-1	2384	97,40	1,100	520	61,60	1,115	124
Tena	3057	2,00	1,139	409	1,60	1,158	160

Fuente: EP_PETROECUADOR

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

Tabla 3.6: Propiedades iniciales del petróleo del campo Vinita

Formación	Pi	Uoi	Boi	Pb	Uob	Bob	RGP
	PSI	cP	BY/BN	PSI	cP	BY/BN	PCS/BN
Napo T	3000	2,20	1,164	600	1,80	1,187	200
Napo U	2800	9,30	1,117	680	6,90	1,131	160
Napo M-2	2384	97,40	1,125	520	61,60	1,143	124
NapoM-1	2339	710,60	1,065	345	280,90	1,080	43

Fuente: EP-PETROECUADOR

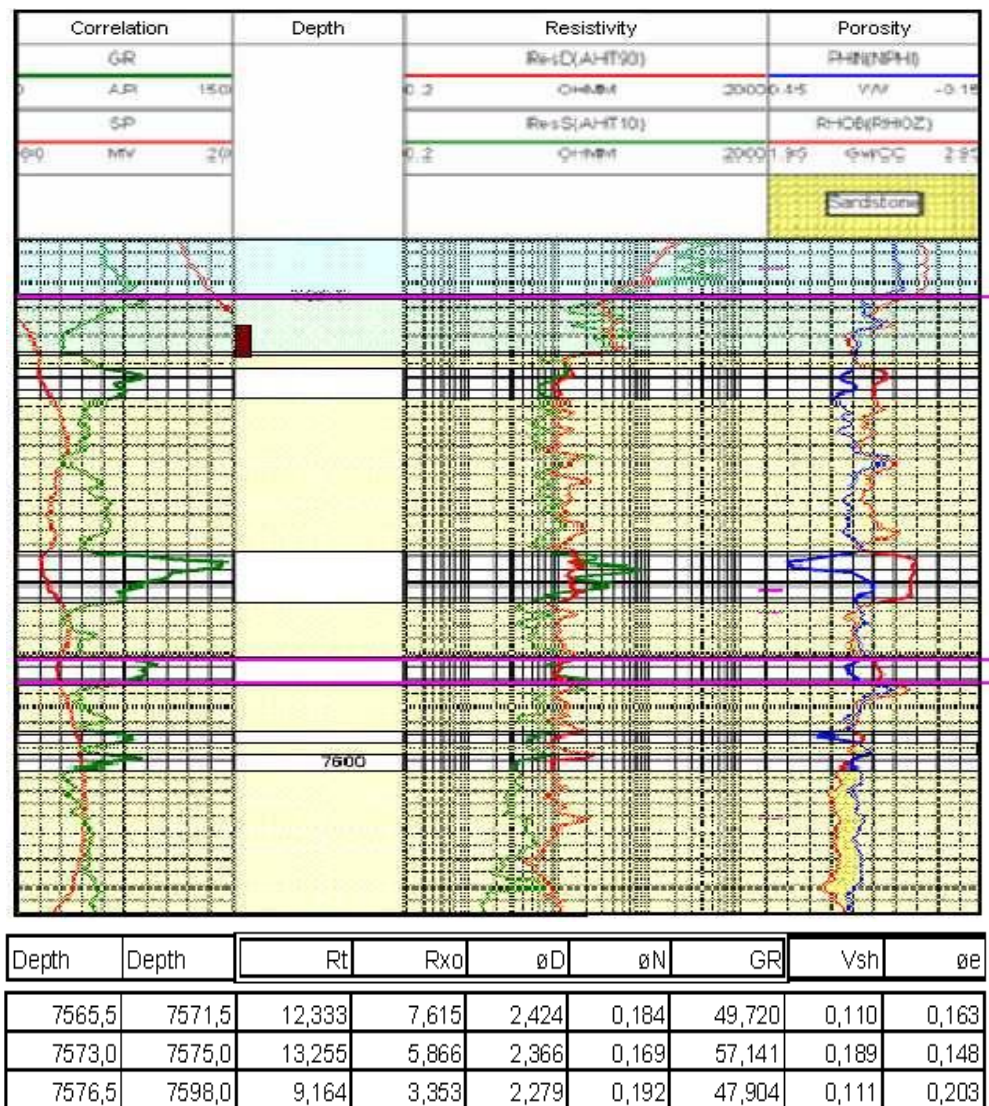
Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

3.3.3 Resultados de las propiedades petrofísicas de los campos

Los resultados petrofísicos resaltan la dimensión del espesor, la porosidad efectiva y la saturación de petróleo esto en base a los análisis de núcleos como también de perfiles eléctricos tal como el perfil del pozo Tipishca-02 en la Figura 3.1.

Figura 3.1: Registro Eléctrico Pozo Tipishca-02



Fuente: EP-PETROECUADOR

Tabla 3.7: Propiedades petrofísicas del campo Tipishca

Formación	T	U Inferior	U Superior	M-2	M-1
Espesor (ft)	11,3	25,7	8,8	14,8	9,3
Porosidad efectiva (%)	15,6	19,3	18,0	13,6	15,4
Saturación de petróleo (%)	58,6	74,1	75,5	55,3	62,2

Fuente: EP-PETROECUADOR

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

Tabla 3.8: Propiedades petrofísicas del campo Blanca

Formación	T	U Inferior	U Superior	M-2	M-1	Tena
Espesor (ft)	20,5	23,5	11,0	12,0	14,0	14,5
Porosidad efectiva (%)	13,6	14,0	13,0	9,5	15,6	12,1
Saturación de petróleo (%)	55,0	55,0	72,6	54,8	78,9	58,3

Fuente: EP-PETROECUADOR

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

Tabla 3.9: Propiedades petrofísicas del campo Vinita

Formación	T	U	M-2	M-1
Espesor (ft)	9,5	20,5	40,5	39,5
Porosidad efectiva (%)	22,9	21,0	21,3	20,6
Saturación de petróleo (%)	55,0	55,0	65,6	75,1

Fuente: EP-PETROECUADOR

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-10-15

3.4 Metodología de interpretación de datos

El estudio e interpretación de los datos, se realizarán con la ayuda de la herramienta Microsoft Excel que permitirá el procesamiento de los datos, sus tabulaciones a más de las representaciones gráficas correspondientes.

CAPITULO IV

4 ANALISIS E INTERPRETACION DE DATOS

4.1 Cálculo de reservas

Cabe manifestar que para el cálculo de hidrocarburos es necesario conocer elementos que constituyen el sistema petrolífero. Además se debe tener en cuenta aspectos que identifican al yacimiento mismo tales como las propiedades del fluido y de la roca.

Existen varios métodos para la determinación de reservas en el yacimiento, entre las principales se citan los siguientes métodos, que en la actualidad son los más utilizados.

4.1.1 Método de curvas de declinación

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho que utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables.

El análisis de declinación se realiza, generalmente mediante curvas, las cuales, provienen de graficar la tasa de producción como variables independientes en función del tiempo o en función de la producción acumulada como las variables dependientes. La suposición de estas curvas es la siguiente: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado lo seguirán afectando en el futuro” (Declinación de producción, 2012).

Debido al corto historial de producción que se maneja en el presente estudio correlacionado con la limitada historia de presiones estáticas de fondo, no es posible definir un comportamiento real del reservorio, por lo que la declinación no es propia de la caracterización del mismo, por lo que el Método de Curvas de Declinación no es aplicable para la determinación de reservas de los campos

4.1.2 Método de balance de materiales

Este método solo se aplica para la totalidad del yacimiento, por la migración del gas de una parte a otra, tanto en yacimientos volumétricos como aquellos con empuje hidrostático, el método de balance de materiales es:

- La aplicación de la ley de conservación de la materia a la producción de fluidos de un reservorio.
- Balance entre los materiales en el yacimiento (subsuelo) y los materiales producidos (superficie).
- Una masa de materia bajo una condición determinada (P, T), es igualada a la misma masa de materia a otra condición diferente (P1, T1). Se relaciona la producción de fluidos con la caída de presión.

Para yacimientos de petróleo con empujes simultáneos, es decir: gas en solución, capa de gas e hidrostático aplicamos la siguiente ecuación:

Ecuación 4.1

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}$$

Donde:

- N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)
- Np = Producción acumulativa de petróleo (BF)
- Bt = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)
- Bti = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)
- Rp = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)
- Bg = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)
- Bgi = Factor volumétrico del gas inicial (Bls/BF)
- Rsi = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)
- We = Intrusión de agua (Bls)
- Bw = Factor volumétrico del agua (Bls/BF)
- Wp = Producción de agua (Bls)
- m = razón del volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de la zona de petróleo

Cuando tenemos capa de gas pero no existe intrusión de agua, $W_e = 0$, la ecuación 4.1 se convierte en:

Ecuación 4.2

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + B_w W_p}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}$$

Donde:

- N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)
- N_p = Producción acumulativa de petróleo (BF)
- B_t = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)
- B_{ti} = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)
- R_p = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)
- B_g = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)
- B_{gi} = Factor volumétrico del gas inicial (Bls/BF)
- R_{si} = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)
- B_w = Factor volumétrico del agua (Bls/BF)
- W_p = Producción de agua (Bls)
- m = razón del volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de la zona de petróleo

Cuando no existe empuje hidrostático $B_w W_p$ es insignificante, por lo el producto de que la ecuación 4.2 se reduce a:

Ecuación 4.3

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}$$

Donde:

- N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)
- N_p = Producción acumulativa de petróleo (BF)
- B_t = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)
- B_{ti} = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)
- R_p = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)
- B_g = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)
- B_{gi} = Factor volumétrico del gas inicial (Bls/BF)
- R_{si} = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)
- m = razón del volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de la zona de petróleo

Cuando tenemos empuje hidrostático pero no existe gas libre inicial, $m = 0$, la ecuación 4.1 se reduce a:

Ecuación 4.4

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti}}$$

Donde:

- N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)
- N_p = Producción acumulativa de petróleo (BF)
- B_t = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)
- B_{ti} = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)
- R_p = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)
- B_g = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)
- B_{gi} = Factor volumétrico del gas inicial (Bls/BF)
- R_{si} = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)
- W_e = Intrusión de agua (Bls)
- B_w = Factor volumétrico del agua (Bls/BF)
- W_p = Producción de agua (Bls)

Cuando no existe capa inicial de gas ni empuje hidrostático y $W_p = 0$, la ecuación 4.1 se reduce a:

Ecuación 4.5

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{B_t - B_{ti}}$$

Donde:

- N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)
- N_p = Producción acumulativa de petróleo (BF)
- B_t = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)
- B_{ti} = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)
- R_p = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)
- B_g = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)
- R_{si} = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)

En estos campos se tiene yacimientos subsaturados y con empuje hidrostático, no se puede realizar el cálculo de petróleo inicial para los yacimientos de los campos Tipishca, Blanca y Vinita por el método de Balance de Materiales ya que no se cuenta con un adecuado historial de producción, de presión, factores volumétricos, etc., con respecto al tiempo.

4.1.3 Método volumétrico

Este método se basa en la información obtenida en los registros y de análisis de núcleos para determinar valores promedios de porosidad, saturación de fluidos y de mapas isópacos del

reservorio para encontrar el volumen total y del análisis de fluido para obtener el factor volumétrico del petróleo y se basa en:

Determinación del petróleo en sitio

El volumen de hidrocarburo calculado en las condiciones del yacimiento, debe ser convertido a las condiciones de superficie, esto se obtiene dividiendo para el factor volumétrico de petróleo inicial B_{oi} .

Ecuación 4.6

$$POES = \frac{7758 * \phi * A * h_o * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde

- POES = Petróleo inicial (BF)
- 7758 = Factor de conversión (Bls/Acre-pie)
- A = Área (Acres)
- h_o = Espesor neto (Pies)
- ϕ = Porosidad de la roca (%)
- S_w = Saturación de agua (%)
- B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo (Bls/BF)

Determinación del área de drenaje

El área de drenaje es determinada a través de su radio de drenaje. Este último se calcula promediando las distancias de los pozos cercanos a éste.

Ecuación 4.7

$$A = \frac{\pi * (R_d)^2}{C_1} \quad Acres$$

Donde

C_1 = es un factor de conversión = $4.047 \frac{m^2}{acres}$

Determinación de las propiedades petrofísicas

Los valores de porosidad, saturación de agua y espesor neto son determinados a partir de la evaluación de los registros eléctricos de cada pozo.

Determinación de las reservas originales

Las reservas originales son obtenidas del producto de petróleo en sitio con el factor de recobro establecido para cada arena en estudio.

Reservas originales

Ecuación 4.8

$$N = \text{POES} * \text{FR (BN)}$$

Ecuación 4.9

$$N = \text{Reservas Remanente} - \text{Reservas Producidas (BN)}$$

Tabla 4.1: Datos de los reservorios de los Campos.

Pozo	Arena productora	Factor Vol. Inicial (BLS/BF)	Espesor neto Ft (ho)	Porosidad (%)	Saturación de agua Sw (%)	Área (Acres)	Radio de drenaje (ft2)
Tipishca 02	Arenisca "U" Inferior	1,167	19	0,193	0,259	153,57	1459,21
Tipishca 03	Arenisca "U" Superior	1,166	11	0,18	0,245	134,52	1365,73
Tipishca 06	Arenisca " U" Superior	1,159	10	0,18	0,245	57,05	889,43
Tipishca 08	Arenisca "U" Inferior"	1,164	12	0,193	0,259	169,35	1532,35
Tipishca 13	Arenisca "U" Inferior	1,163	7	0,193	0,259	148,85	1436,61
Blanca 01	Arenisca " U" Superior	1,158	9	0,121	0,583	739,57	3202,27
Vinita 01	Arenisca "	1,076	28	0,206	0,751	1832,8	5041,09
Vinita 02	Arenisca "U" Inferior	1,076	28	0,206	0,751	1986,1	5247,75

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

A continuación se realiza el cálculo de reservas mediante el método volumétrico para cada uno de los pozos de los campos Tipishca, Blanca y Vinita ya que se dispone de los datos necesarios para realizar los cálculos correspondientes, utilizando las ecuaciones 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9

Tabla 4.2: Reservas del campo Tipishca

Pozo	Arena productora	Factor Vol. Inicial (BLS/BPF)	POES (MMBPF)	Factor de recobro (Fracción)	Reservas iniciales (MMBPF)	Reservas producidas (MBPF)	Reservas remanentes (MBPF)
Tipishca 02	Arenisca "U" Inferior	1,167	2,774	0,45	1,2483	1058	190,3
Tipishca 03	Arenisca "U" Superior	1,166	1,338	0,4	0,5352	460	75,2
Tipishca 06	Arenisca "U" Superior	1,159	0,519	0,4	0,2076	187	20,6
Tipishca 08	Arenisca "U" Inferior	1,164	1,937	0,3	0,5811	207	374,1
Tipishca 13	Arenisca "U" Inferior	1,163	0,994	0,4	0,3976	348	49,6

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

Tabla 4.3: Reservas del campo Blanca

Pozo	Arena productora	Factor Vol. Inicial (BLS/BPF)	POES (MMBPF)	Factor de recobro (Fracción)	Reservas iniciales (MMBPF)	Reservas producidas (MMBPF)	Reservas remanentes (MMBPF)
Blanca 01	Tena	1,158	2,25	0,4	0,9	0,753	0,147

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

Tabla 4.4: Reservas del campo Vinita

Pozo	Arena productora	Factor Vol. Inicial (BLS/BPF)	POES (MMBPF)	Factor de recobro (Fracción)	Reservas iniciales (MMBPF)	Reservas producidas (MMBPF)	Reservas remanentes (MMBPF)
Vinita 01	Arenisca "M-1"	1,076	18,979	0,3	5,69	2,30	3,39
Vinita 02	Arenisca "M-1"	1,076	20,567	0,35	7,20	2,61	4,59

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

4.2 Propuesta para incrementar producción en los campos

Con los cálculos de reservas remanentes obtenidos, las completaciones de los pozos, pruebas iniciales e historiales de producción (agosto 2008 – mayo 2012) se realizará el análisis pozo por pozo de los campos Tipishca, Blanca y Vinita el mismo que nos permitirá obtener una propuesta para incrementar la producción.

4.2.1 Campo Tipishca

Pozo Tipishca 02

El pozo Tipishca 02 se encuentra produciendo desde diciembre de 1998.

De acuerdo a los registros sísmicos realizados en el tope de la estructura Tipishca se encontró petróleo en las areniscas U Inferior, T Superior, U Superior y Napo M-2.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior en el intervalo (8764ft - 8783ft) con un espesor neto de 19ft, la producción de petróleo promedio es de 115 BPPD y 810 BAPD entre agosto del 2008 y mayo del 2012, un grado API de 27° y un corte de agua promedio de 87,9%.

El sistema de levantamiento artificial que es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.5: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 02

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	134	567	433	76,4
sep-08	149	602	453	75,2
oct-08	168	699	531	76,0
nov-08	169	674	505	74,9
dic-08	166	670	504	75,2
ene-09	142	659	517	78,5
feb-09	133	632	499	79,0
mar-09	143	640	497	77,7
abr-09	131	580	449	77,4
may-09	134	594	460	77,4
jun-09	131	595	464	78,0
jul-09	132	601	469	78,0
ago-09	132	601	469	78,0
sep-09	132	601	469	78,0
oct-09	115	532	417	78,4
nov-09	109	483	374	77,4
dic-09	113	504	391	77,6
ene-10	120	530	410	77,4
feb-10	125	550	425	77,3
mar-10	122	548	426	77,7
abr-10	132	595	463	77,8
may-10	130	590	460	78,0
jun-10	131	592	461	77,9
jul-10	133	605	472	78,0
ago-10	131	605	474	78,3
sep-10	133	610	477	78,2
oct-10	134	640	506	79,1
nov-10	132	642	510	79,4
dic-10	133	694	561	80,8
ene-11	131	688	557	81,0
feb-11	128	680	552	81,2

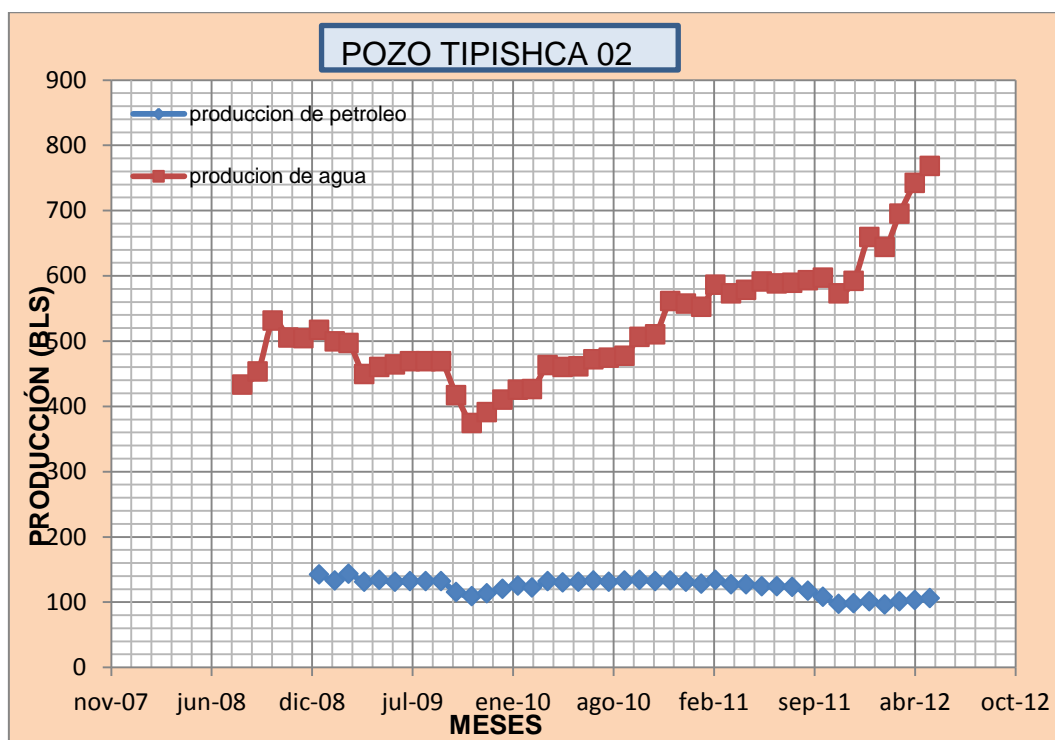
mar-11	134	720	586	81,4
abr-11	127	700	573	81,9
may-11	127	705	578	82,0
jun-11	124	715	591	82,7
jul-11	124	712	588	82,6
ago-11	123	712	589	82,7
sep-11	117	710	593	83,5
oct-11	108	705	597	84,7
nov-11	97	670	573	85,5
dic-11	98	690	592	85,8
ene-12	101	760	659	86,7
feb-12	96	740	644	87,0
mar-12	101	796	695	87,3
abr-12	103	845	742	87,8
may-12	106	874	768	87,9

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.1: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 02



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde septiembre hasta noviembre del 2009 y desde septiembre hasta mayo del 2012 la producción de petróleo disminuyó.

La tendencia de la línea de petróleo sin variaciones representativas se debe a que el porcentaje de BSW se ha mantenido casi constante.

Propuesta

Para la aplicación de la estimulación mediante fracturamiento hidráulico el pozo a ser estimulado siempre debe presentar una o ambas de las siguientes condiciones que son las causales de su baja productividad:

- a) Baja permeabilidad.
- b) Daños en la formación.

El pozo Tipishca 02 posee baja permeabilidad (15,7 md). Además como no se ha realizado build up en los últimos años no se conoce el estado actual del daño que se encuentra en el pozo, por tal motivo calculamos mencionado daño en base a la ecuación de Darcy.

Ecuación 4.10

$$Q = \frac{0,00708 * K * h * (P_{ws} - P_{wf})}{\mu * \ln(R_e/R_w) + S}$$

Donde:

Q = Caudal (BPPD)

K = Permeabilidad (mD)

h = Espesor (pies)

Pws = Presión estática (psi)

Pwf = Presión de fondo fluyente (psi)

u = Viscosidad (cP)

Re = Radio de drenaje (pies)

Rw = Radio del pozo (pies)

S = Skin (adimensional)

Calculo del daño de formación

Ecuación 4.10

$$S = \frac{0,00708 * K * h * (P_{ws} - P_{wf})}{\mu * Q} - \ln(R_e/R_w)$$

Donde:

$$Q = 101 \text{ (BPPD)}$$

$$K = 15,7 \text{ (mD)}$$

$$h = 25,7 \text{ (pies)}$$

$$P_{ws} = 3269 \text{ (psi)}$$

$$P_{wf} = 786 \text{ (psi)}$$

$$\mu = 4,48 \text{ (cP)}$$

$$R_e = 1459 \text{ (pies)}$$

$$R_w = 5 \text{ (pulgadas)} = 0,4167 \text{ (pies)}$$

$$S = \frac{0,00708 * 15,7 * 25,7 * (3269 - 786)}{4,48 * 101} - \ln(1459/0,4167)$$

$$S_{\text{calculado}} = 5,272 \text{ (adimensional)}$$

Luego de realizar el fracturamiento hidráulico propuesto se minimiza el daño de formación a cero.

Tomando la ecuación 4.9, el nuevo caudal será de:

$$Q = \frac{0,00708 * 15,7 * 25,7 * (3269 - 786)}{4,48 * \ln(1459/0,4167) + 0}$$

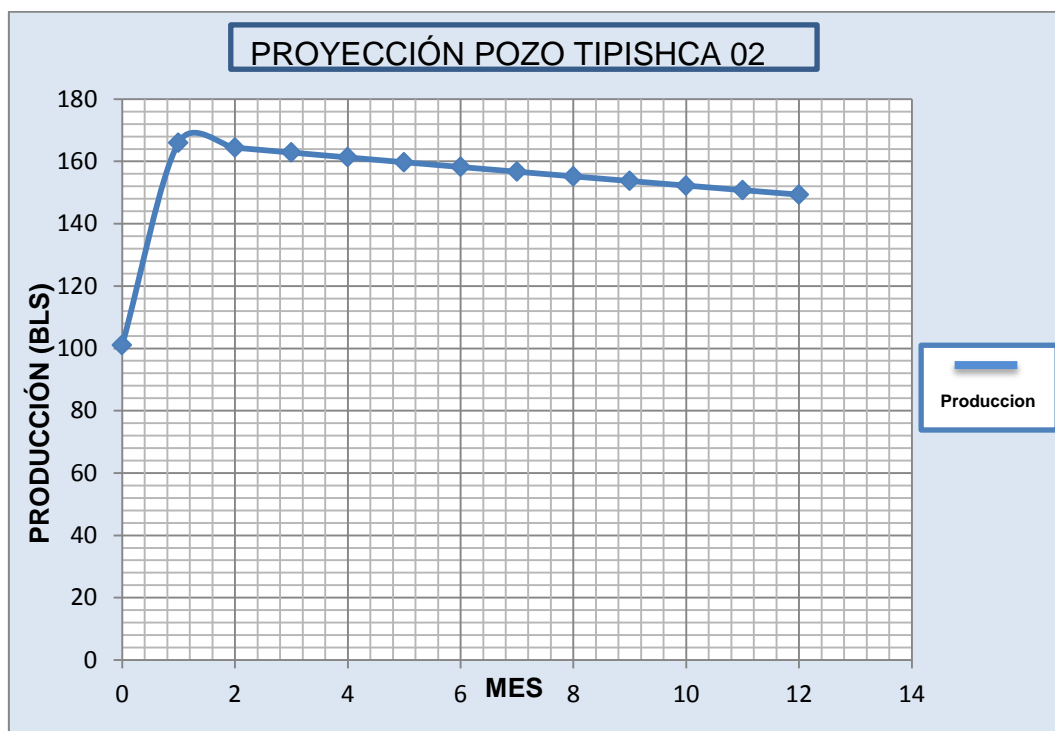
$$Q_{\text{calculado}} = 166 \text{ (BPPD)}$$

La producción promedia diaria durante el año 2012 (con los datos obtenidos) es de 101 BPPD, el incremento será de 65 BPPD.

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Tipishca 02 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 11.483% anual, lo que implica un 0.957 % mensual (+- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.2: Proyección de producción promedia diaria el pozo Tipishca 02



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Pozo Tipishca 03

El pozo Tipishca 03 se encuentra en producción desde finales del año 1999. Produjo inicialmente de la arena U Inferior, a inicios del 2005 tuvo una producción de 567 BFPD, 444 BPPD, posteriormente fue cerrado por tener un alto corte de agua.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Superior en el intervalo (8357 – 8368 ft) con un espesor neto de 11ft, la producción de petróleo promedio de 92 BPPD y 1403 BAPD entre agosto del 2008 y mayo del 2012, tiene un corte de agua promedio de 93,8% y un grado API de 23°.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 460 M BF y sus reservas remanentes se estiman en 75 M BF.

El sistema de levantamiento artificial es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.6: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 03

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	233	1.137	904	79,5
sep-08	246	1.139	893	78,4
oct-08	239	1.110	871	78,5
nov-08	250	1.107	857	77,4
dic-08	232	1.129	897	79,5
ene-09	228	1.204	976	81,1
feb-09	201	973	772	79,3
mar-09	163	999	836	83,7
abr-09	151	1.080	929	86,0
may-09	173	1.040	867	83,4
jun-09	164	1.033	869	84,1
jul-09	155	1.002	847	84,5
ago-09	150	1.008	858	85,1
sep-09	142	1.000	858	85,8
oct-09	139	1.005	866	86,2
nov-09	139	1.034	895	86,6
dic-09	135	1.045	910	87,1
ene-10	132	1.042	910	87,3
feb-10	128	1.057	929	87,9
mar-10	128	1.065	937	88,0
abr-10	132	1.045	913	87,4
may-10	125	1.120	995	88,8
jun-10	122	1.110	988	89,0
jul-10	120	1.132	1.012	89,4
ago-10	113	1.008	895	88,8
sep-10	115	1.145	1.030	90,0
oct-10	108	1.020	912	89,4
nov-10	112	1.045	933	89,3
dic-10	110	1.147	1.037	90,4
ene-11	104	1.172	1.068	91,1
feb-11	102	1.180	1.078	91,4

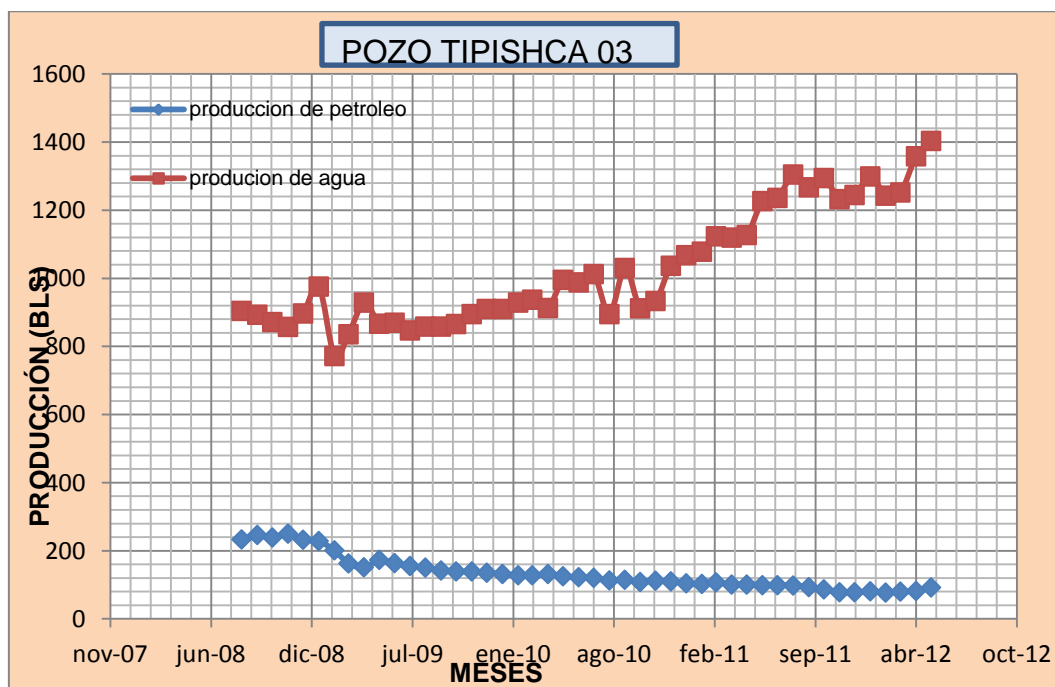
mar-11	107	1.230	1.123	91,3
abr-11	101	1.220	1.119	91,7
may-11	101	1.228	1.127	91,8
jun-11	99	1.326	1.227	92,5
jul-11	99	1.335	1.236	92,6
ago-11	98	1.403	1.305	93,0
sep-11	93	1.360	1.267	93,2
oct-11	86	1.380	1.294	93,8
nov-11	78	1.310	1.232	94,0
dic-11	78	1.322	1.244	94,1
ene-12	81	1.380	1.299	94,1
feb-12	77	1.320	1.243	94,2
mar-12	80	1.332	1.252	94,0
abr-12	82	1.440	1.358	94,3
may-12	92	1495	1.403	93,8

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.3: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 03



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde agosto del 2008 a enero del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, a partir de febrero del 2009 hasta mayo del 2012 se ha producido una disminución de producción de petróleo, esto se debe al aumento de BSW del fluido.

Propuesta

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 1999, se observa que la arena T Inferior es potencialmente productora, ya que obtuvieron los siguientes resultados:

Para la arena T Inferior: en el intervalo (8.531'–8.535' y 8.543'–8.549), 412 BFPD, 325 BPPD con BSW de 21%, 32,9°API.

Actualmente se produce 92 BPPD de la U superior, se considera cerrar la U para poder producir en la arena T Inferior. Se recomienda reevaluar esta zona y punzonar.

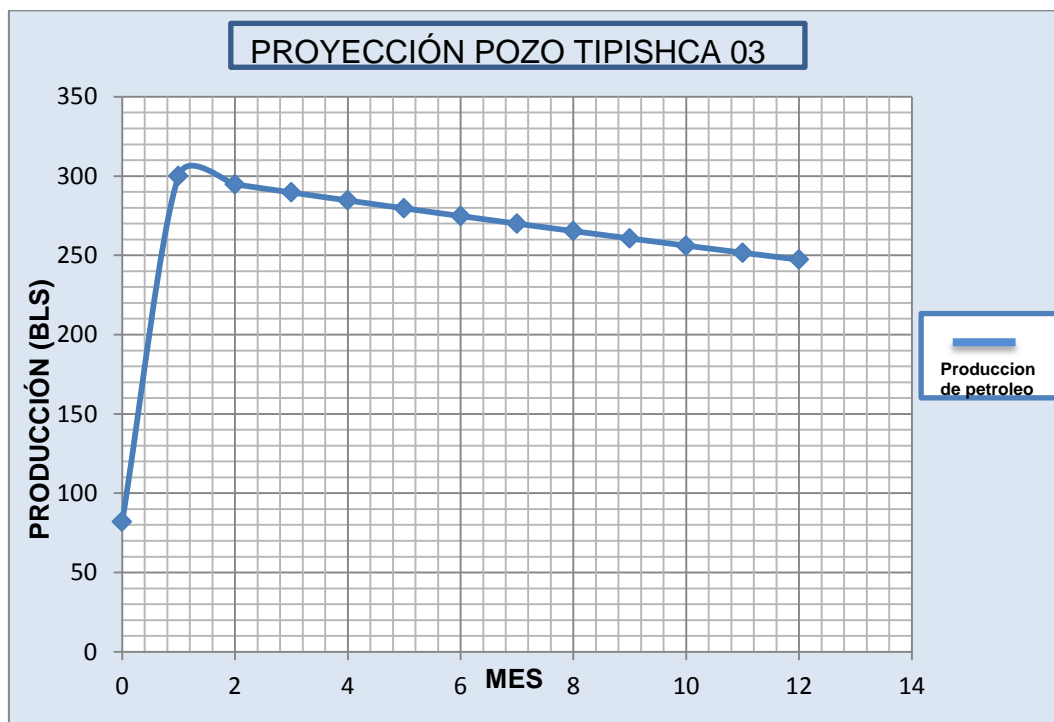
En base a valores definidos en las pruebas iniciales (Anexo 3.1) se podría tener una producción de 300 BPPD produciendo de la arena T Inferior.

La producción promedia diaria durante el año 2012 (con los datos obtenidos) es de 82 BPPD, el incremento será de 218 BPPD.

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Tipishca 03 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 20.904% anual, lo que implica un 1.742 % mensual (+- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.4: Proyección de producción promedia diaria del pozo Tipishca 03



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Pozo Tipishca 06

El pozo Tipishca 06 se encuentra en producción desde finales del año 2004. Inició su producción de la arena U Inferior con 410 BFPD y 128 BPPD hasta marzo del 2006, mes en el cual se punzonó la arena U Superior.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U superior en el intervalo de (7570 – 7574 ft) con un espesor neto de 4 ft, la producción de petróleo promedio de 48 BPPD y 506 BAPD entre agosto del 2008 y mayo del 2012. Se tiene un corte de agua promedio de 91,4% y un grado API de 27°.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 187M BF y sus reservas remanentes se estiman en 20 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

Tabla 4.7: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 06

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	124	711	587	82,6
sep-08	130	742	612	82,5
oct-08	132	748	616	82,4
nov-08	137	700	563	80,4
dic-08	132	750	618	82,4
ene-09	112	748	636	85,0
feb-09	106	748	642	85,8
mar-09	105	714	609	85,3
abr-09	82	659	577	87,6
may-09	44	488	444	91,0
jun-09	31	389	358	92,0
jul-09	0	0	0	0,0
ago-09	0	0	0	0,0
sep-09	102	475	373	78,5
oct-09	98	451	353	78,3
nov-09	90	432	342	79,2
dic-09	90	448	358	79,9
ene-10	85	437	352	80,5
feb-10	88	445	357	80,2
mar-10	83	432	349	80,8
abr-10	78	410	332	81,0
may-10	73	402	329	81,8
jun-10	75	415	340	81,9
jul-10	68	370	302	81,6
ago-10	65	390	325	83,3
sep-10	62	350	288	82,3
oct-10	58	346	288	83,2
nov-10	60	372	312	83,9
dic-10	57	385	328	85,2
ene-11	54	374	320	85,5
feb-11	53	383	330	86,1
mar-11	56	425	369	86,9

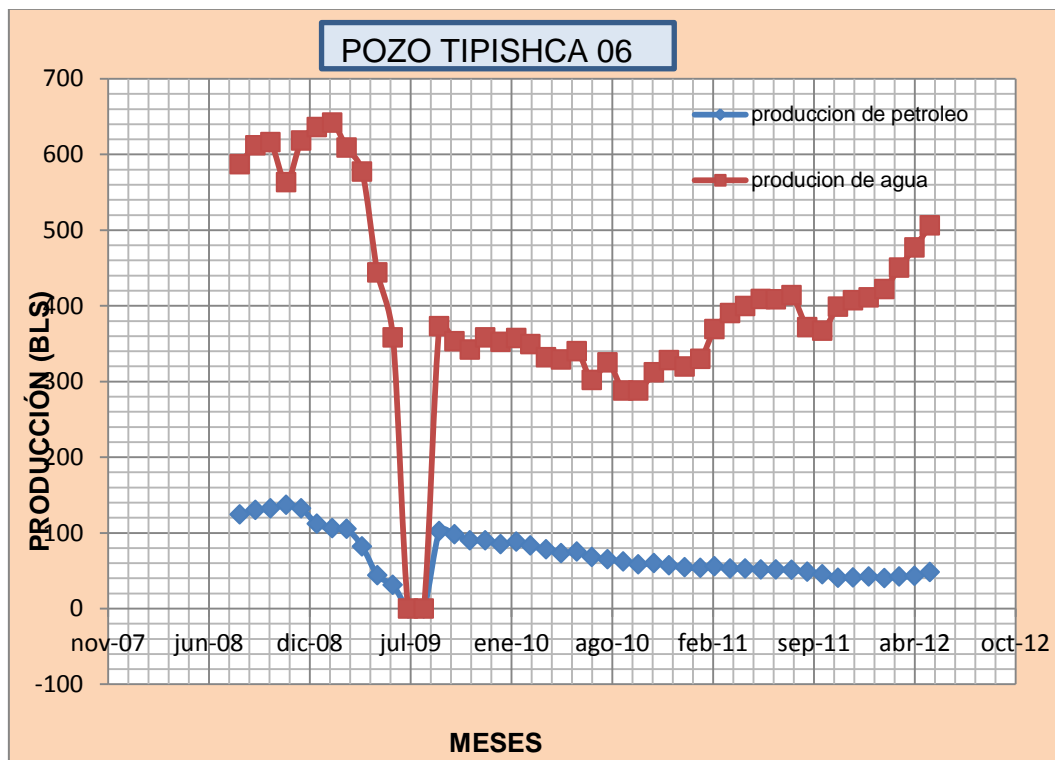
abr-11	53	443	390	88,1
may-11	53	452	399	88,4
jun-11	51	460	409	88,8
jul-11	51	460	409	88,8
ago-11	51	465	414	89,0
sep-11	48	420	372	88,5
oct-11	45	412	367	89,1
nov-11	40	439	399	90,8
dic-11	41	448	407	90,9
ene-12	42	453	411	90,7
feb-12	40	462	422	91,3
mar-12	42	492	450	91,5
abr-12	43	520	477	91,7
may-12	48	554	506	91,4

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.5: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 06



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde agosto a noviembre del 2008 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, se ha producido una disminución progresiva a partir de noviembre del 2008 hasta julio del 2009 mes en que la producción es cero lo cual se debe a que el pozo se cierra por tener comunicación tubing-casing.

Después de realizar un workover para cambiar la completación, el pozo comenzó a producir un promedio de 100 BPPD desde septiembre del 2009, el cual ha producido una disminución de producción de petróleo hasta la fecha actual mayo del 2012, esto se debe al aumento de BSW del fluido.

Desde septiembre del 2009 hasta mayo del 2012 se observa que el BSW ha aumentado de 78,5% a 91,4%.

De acuerdo a reportes de producción de EP-Petroecuador, en mayo del 2012 la bomba tipo jet que se encuentra en el pozo Tipishca 06 es de modelo 3 CC (garganta-boquilla) de Guiberson.

Tabla 4.8 Datos de la curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 3CC

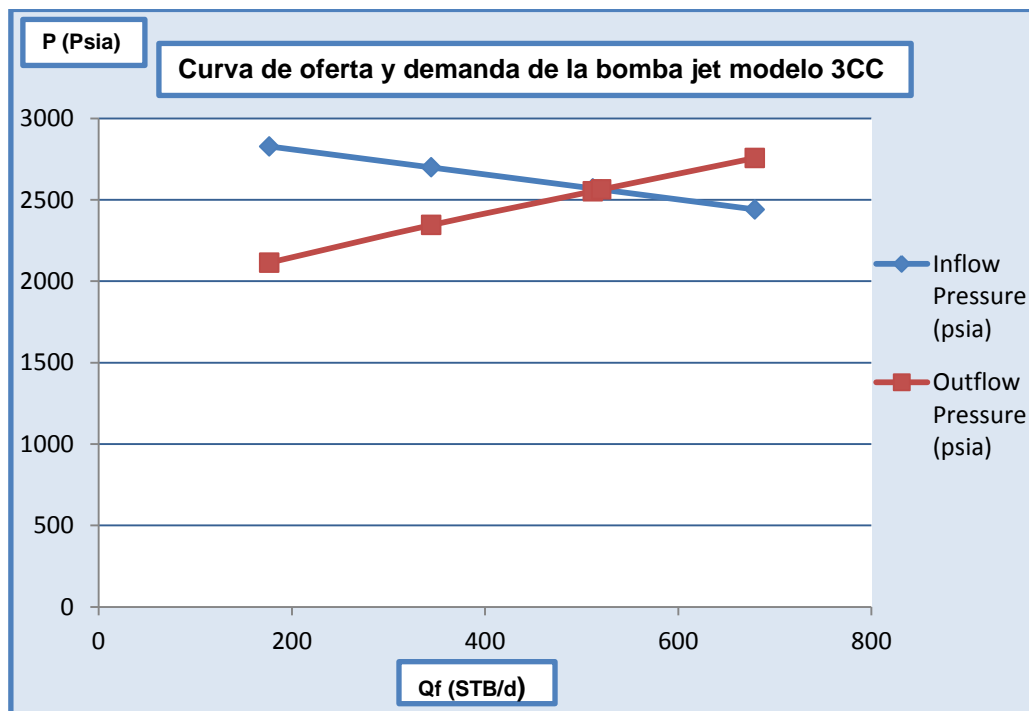
Caudal (BPPD)	Presión de Inflow (psia)	Presión de Outflow (psia)
176,8	2827,8691	2114,5437
344,3	2698,9329	2345,2322
511,8	2569,9966	2552,5444
520,4	2563,366	2563,366
679,3	2441,0603	2756,8259

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

Figura 4.6 Curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 3CC



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

La tasa con la que opera actualmente es 520 BFPD, con un BSW de 91,4 % y una Presión de inyección de 3665 psia. El grado API del fluido de inyección es de 27 ° API.

Los datos que se utilizaron para generar las curvas de oferta y demanda se muestran en el Anexo 4.1

Propuesta

Se propone cambiar a una bomba tipo jet 6 A de Guiberson con lo que se incrementa el caudal de producción de petróleo a 19 barriles y se disminuye la presión de inyección a 3620 psia, y este trabajo no tendría un costo muy elevado y no se requiere cambio de completación. Las curvas de oferta y demanda de este pozo con esta bomba se muestran a continuación:

Tabla 4.9 Datos de la curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 6A

Caudal (BPPD)	Presión de Inflow (psia)	Presión de Outflow (psia)
176,8	2827,8691	1947,6842
344,3	2698,9329	2097,0063
511,8	2569,9966	2228,7058
679,3	2441,0603	2353,3997
738,8	2395,2964	2395,2964
846,8	2312,124	2471,3193
1014,3	2183,188	2587,4854
1181,8	2054,2517	2704,2661

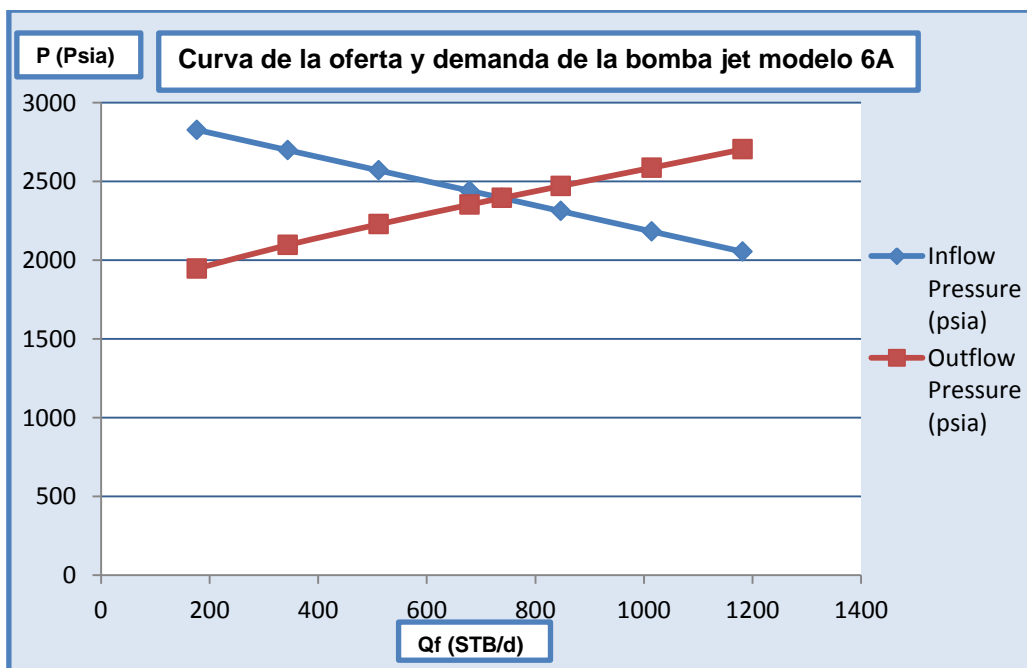
Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-01

Los datos de las curvas de oferta y demanda se obtuvieron del software HydraPump que nos proporcionó la Secretaria de Hidrocarburos y los datos que se utilizaron en el software se muestran en el Anexo 4.1

Figura 4.7 Curva de oferta y demanda de la bomba jet modelo 6A



Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

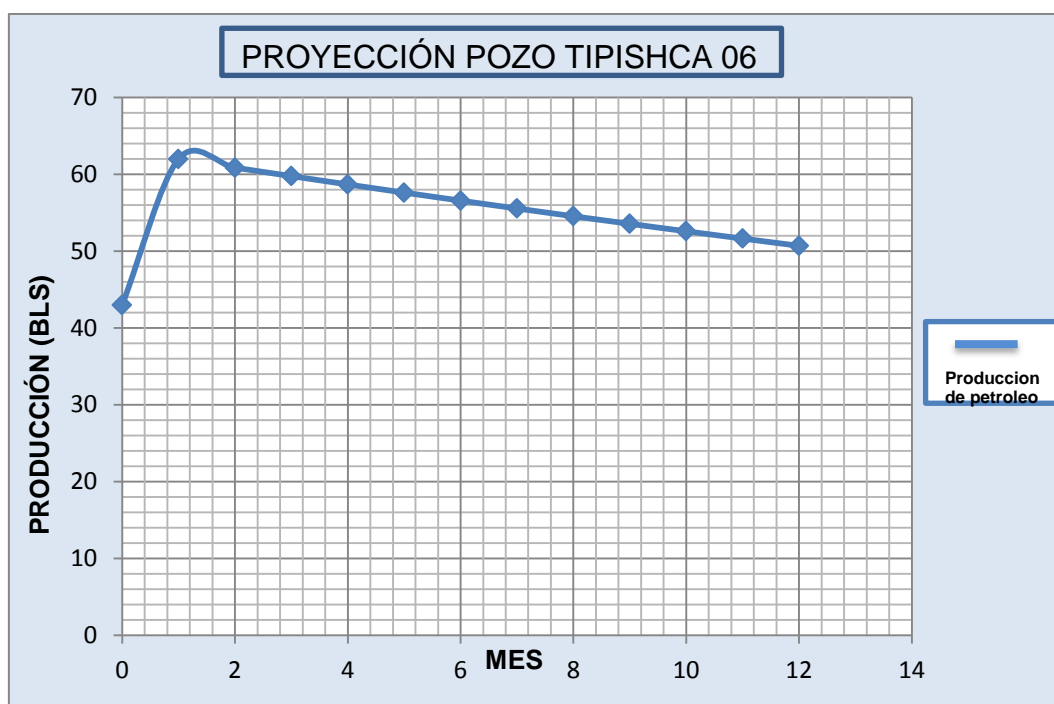
Fecha: 2012-11-01

Optimizando el arreglo de la bomba jet se obtiene un incremento en la tasa de fluido a 739 BFPD con un BSW del 91,4 %. Además se logra disminuir de la presión del fluido de inyección 3620 psia, por lo que el cambio es viable ya que se logró un incremento en la producción y se disminuyó la presión del fluido de inyección. Con el cambio de la bomba jet se logra un incremento de 19 barriles de petróleo

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Tipishca 06 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 21.746 % anual, lo que implica un 1.812 % mensual (+/- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.8: Proyección de producción promedia diaria del pozo Tipishca 06



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Pozo Tipishca 08

El pozo Tipishca 08 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 207 M BF y sus reservas remanentes se estiman en 374 M BF.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior en el intervalo de (8728 - 8740ft) con un espesor neto de 12 ft, la producción de petróleo promedio de 207 BPPD y 374 BAPD de agosto 2008 a mayo 2012. Se tiene un corte de agua promedio de 60% y un grado API de 23°.

El sistema de levantamiento artificial es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.10: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 08

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	134	1.580	1446	91,5
sep-08	136	1.558	1422	91,3
oct-08	133	1.686	1553	92,1
nov-08	132	1.804	1672	92,7
dic-08	134	1.809	1675	92,6
ene-09	142	1.778	1636	92,0
feb-09	115	1.744	1629	93,4
mar-09	128	1.735	1607	92,6
abr-09	149	1.867	1718	92,0
may-09	148	1.845	1697	92,0
jun-09	102	1.814	1712	94,4
jul-09	94	1.814	1720	94,8
ago-09	92	1.766	1674	94,8
sep-09	101	1.766	1665	94,3
oct-09	0	0	0	0
nov-09	0	0	0	0
dic-09	481	708	227	32,1
ene-10	440	655	215	32,8
feb-10	380	572	192	33,6
mar-10	350	534	184	34,5
abr-10	320	485	165	34,0
may-10	290	450	160	35,6

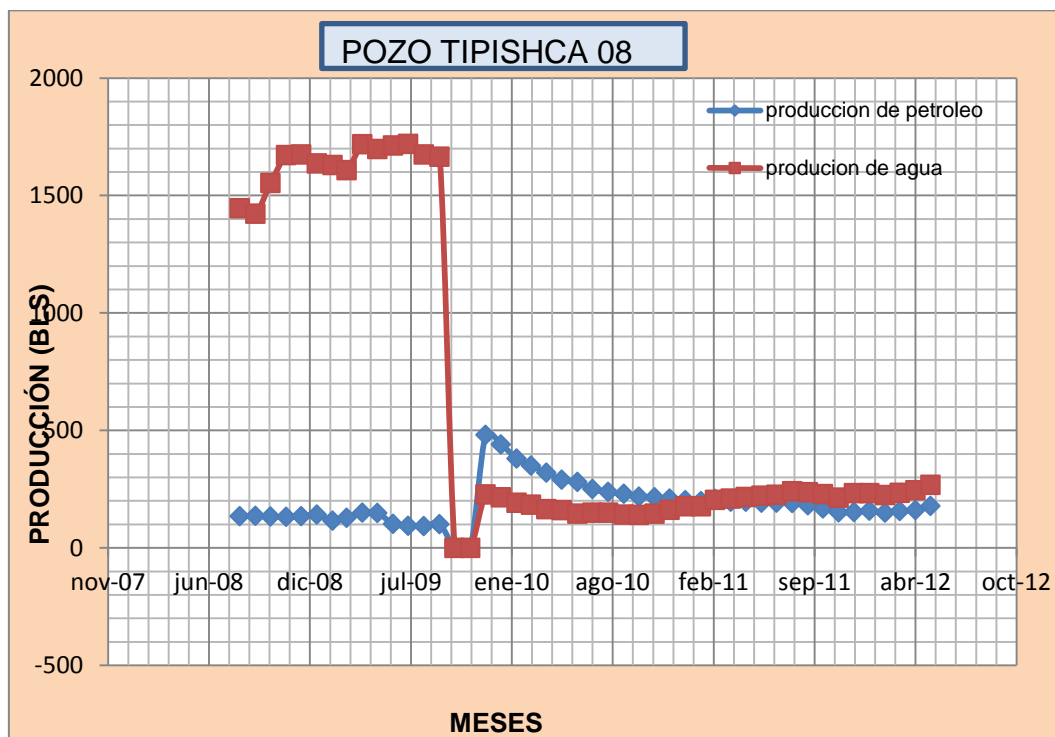
jun-10	280	426	146	34,3
jul-10	250	400	150	37,5
ago-10	238	388	150	38,7
sep-10	230	372	142	38,2
oct-10	218	358	140	39,1
nov-10	215	360	145	40,3
dic-10	210	372	162	43,5
ene-11	203	380	177	46,6
feb-11	199	376	177	47,1
mar-11	208	412	204	49,5
abr-11	196	406	210	51,6
may-11	196	412	216	52,4
jun-11	192	414	222	53,7
jul-11	192	418	226	54,1
ago-11	191	432	241	55,8
sep-11	181	418	237	56,7
oct-11	168	396	228	57,7
nov-11	151	364	213	58,6
dic-11	152	385	233	60,4
ene-12	157	390	233	59,7
feb-12	150	375	225	60,0
mar-12	156	390	234	59,9
abr-12	160	405	245	60,4
may-12	178	446	268	60,0

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.9: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 08



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

En el gráfico se puede observar que desde agosto del 2008 a octubre del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, se ha producido una disminución en el mes de septiembre del 2009, por lo que se realiza un trabajo de workover.

Después de realizar un workover para punzonar la arena U Inferior la producción de petróleo aumenta ya que cambiamos de arena productora, teniendo una ganancia con respecto a la producción de la arena U superior de 380 BPPD.

Desde noviembre a diciembre del 2009 se observa que el BSW promedio es de 32%, es bajo debido a que se está produciendo de una nueva arena, de enero 2010 a mayo 2012 se ha mantenido la tendencia de la disminución de la producción de petróleo y el aumento del corte de agua

Propuesta

Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros de saturación que nos da el diagnóstico de la zona saturada con petróleo que queda por drenarse y de registro de cementación (CBL) conocer la adherencia del cemento a la formación y paredes del casing, para posteriormente de acuerdo a los resultados realizamos un squeeze el cual sellara los pequeños

canales detrás del casing y nos ayudara a mitigar el corte de agua y en la zona de interés de petróleo realizamos un repunzonamiento para incorporar el volumen de hidrocarburo que se determinó como resultado de la interpretación de los registros de saturación.

El artículo científico “Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”, menciona:

“Emplear cargas de alta penetración logra un incremento en la producción del 10.98 al 20.6% para pozos que fueron cañoneados con el Sistema Wireline.”

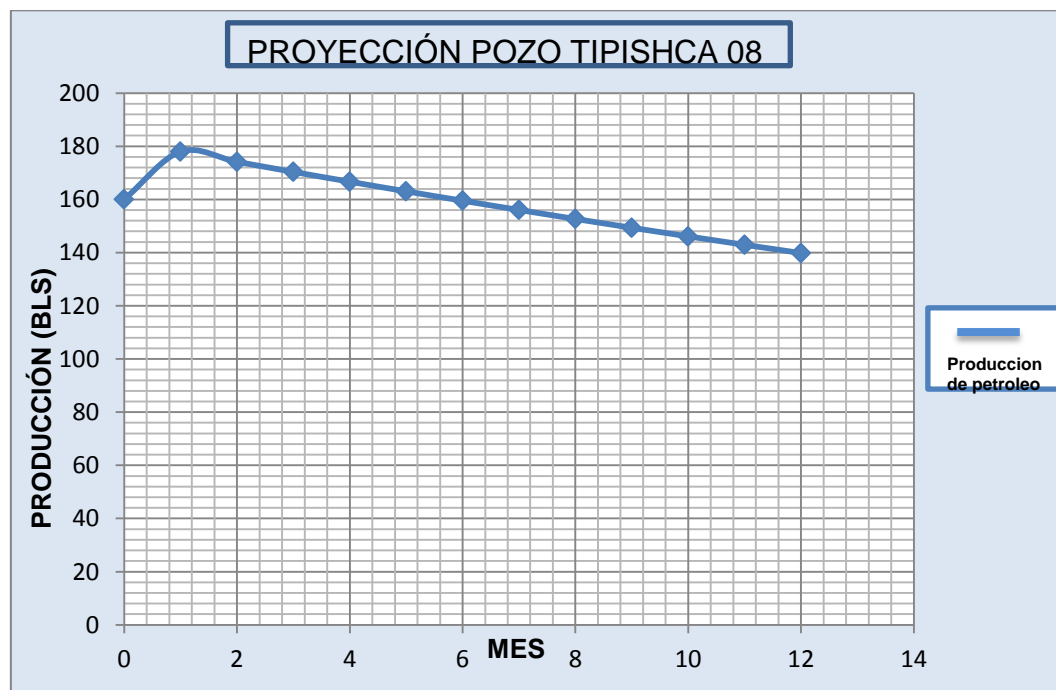
En base a lo mencionado y con el trabajo a realizar se obtendría un incremento de producción de petróleo de 10,98%.

La producción promedio diaria durante el año 2012 (con los datos obtenidos) es de 160 BPPD, el incremento será de 18 BPPD.

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Tipishca 08 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 26.034 % anual, lo que implica un 2.170 % mensual (+/- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.10: Proyección de producción diaria para el pozo Tipishca 08



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Pozo Tipishca 13

El pozo Tipishca 13 produce diciembre del 2005. Las pruebas iniciales de producción realizadas en la arena Napo y U Inferior mostraron producción de 672 BFPD con un 0.3% de BSW y un API aproximado de 25.

Actualmente continua produciendo de la arena U Inferior en el intervalo de (8724 – 8731ft) con un espesor neto de 7 ft, la producción de petróleo promedio de 291 BPPD y 64 BAPD, con un BSW promedio de 18%, entre agosto del 2008 y mayo del 2012.

El sistema de levantamiento artificial es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.11: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 13

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	326	381	55	14,4
sep-08	294	386	92	23,8
oct-08	297	391	94	24,0
nov-08	281	389	108	27,8
dic-08	297	390	93	23,8
ene-09	328	413	85	20,6
feb-09	311	369	58	15,7
mar-09	310	360	50	13,9
abr-09	306	364	58	15,9
may-09	241	360	119	33,1
jun-09	263	381	118	31,0
jul-09	240	355	115	32,4
ago-09	239	356	117	32,9
sep-09	242	356	114	32,0
oct-09	239	343	104	30,3
nov-09	250	360	110	30,6

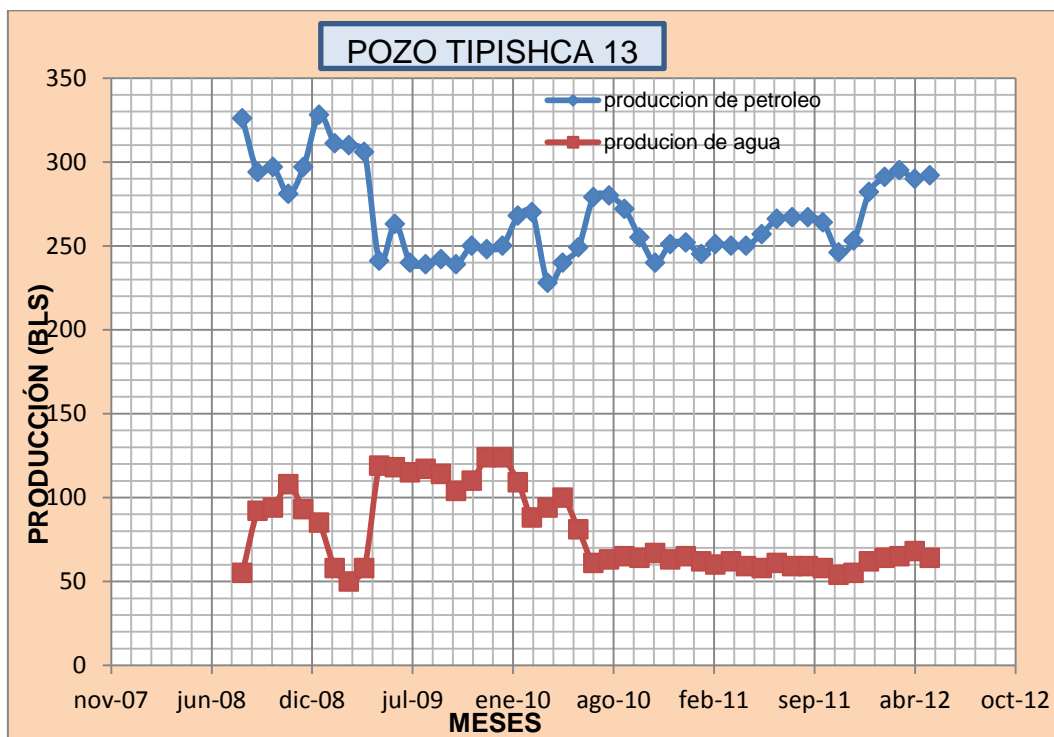
dic-09	248	372	124	33,3
ene-10	250	374	124	33,2
feb-10	268	377	109	28,9
mar-10	270	358	88	24,6
abr-10	228	322	94	29,2
may-10	240	340	100	29,4
jun-10	249	330	81	24,5
jul-10	279	340	61	17,9
ago-10	280	343	63	18,4
sep-10	272	337	65	19,3
oct-10	255	319	64	20,1
nov-10	240	307	67	21,8
dic-10	251	314	63	20,1
ene-11	252	317	65	20,5
feb-11	245	307	62	20,2
mar-11	251	311	60	19,3
abr-11	250	312	62	19,9
may-11	250	309	59	19,1
jun-11	257	315	58	18,4
jul-11	266	327	61	18,7
ago-11	267	326	59	18,1
sep-11	267	326	59	18,1
oct-11	264	322	58	18,0
nov-11	246	300	54	18,0
dic-11	253	308	55	17,9
ene-12	282	344	62	18,0
feb-12	291	355	64	18,0
mar-12	295	360	65	18,1
abr-12	290	358	68	19,0
may-12	292	356	64	18,0

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.11: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Tipishca 13



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 y mayo del 2012 la producción de petróleo ha ido disminuyendo, pero en una tendencia no muy considerable debido al mínimo aumento de la producción de agua.

Propuesta

Luego de analizar los historiales de producción y de workover del pozo se recomienda mantener el ciclo de producción de la arena U inferior, debido a que en el año 2011 se tuvo un promedio de producción de 250 BPPD y durante el año 2012 existe un incremento de producción y en la actualidad se tienen un promedio de producción de 290 BPPD, esto debido al aumento en la frecuencia a principios de año.

Además se considera que el pozo cuenta con un bajo BSW.

4.2.2 Campo Blanca

Pozo Blanca 01

El pozo Blanca 01 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Entre octubre y noviembre del año 2004 se realizaron las pruebas iniciales de producción con bombeo eléctrico sumergible (BES), se descubrió petróleo en la arenisca de la formación “Tena”, arrojando 396 BPPD de 27 °API.

Actualmente continua produciendo de la arena Tena con un caudal de petróleo promedio de 277 BPPD, 118 BAPD y 22,4% de BSW promedio entre agosto del 2008 y mayo del 2012. Se observa que el corte de agua aumenta de 22% BSW en agosto del 2008 hasta 30% en mayo del 2012.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 0,753 MM BF y sus reservas remanentes se estiman en 0,147 MM BF.

El sistema de levantamiento artificial es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.12: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Blanca 01

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	287	365	78	21,4
sep-08	284	362	78	21,5
oct-08	273	335	62	18,5
nov-08	272	335	63	18,8
dic-08	267	332	65	19,6
ene-09	263	337	74	22,0
feb-09	263	337	74	22,0
mar-09	272	346	74	21,4
abr-09	270	354	84	23,7
may-09	268	338	70	20,7
jun-09	258	333	75	22,5
jul-09	250	333	83	24,9
ago-09	264	350	86	24,6
sep-09	278	368	90	24,5

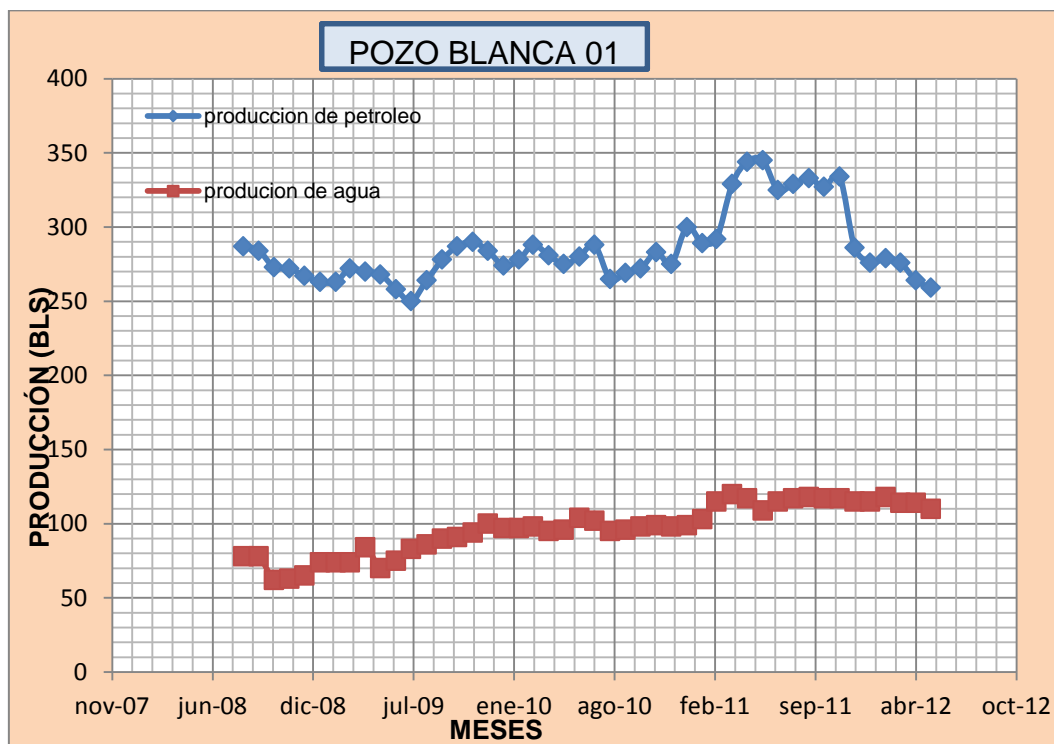
oct-09	287	378	91	24,1
nov-09	290	384	94	24,5
dic-09	284	384	100	26,0
ene-10	274	371	97	26,1
feb-10	278	375	97	25,9
mar-10	288	386	98	25,4
abr-10	281	376	95	25,3
may-10	275	371	96	25,9
jun-10	280	384	104	27,1
jul-10	288	390	102	26,2
ago-10	265	360	95	26,4
sep-10	269	365	96	26,3
oct-10	272	370	98	26,5
nov-10	283	382	99	25,9
dic-10	275	373	98	26,3
ene-11	300	399	99	24,8
feb-11	289	392	103	26,3
mar-11	292	407	115	28,3
abr-11	329	449	120	26,7
may-11	344	461	117	25,4
jun-11	345	454	109	24,0
jul-11	325	440	115	26,1
ago-11	329	446	117	26,2
sep-11	333	451	118	26,2
oct-11	327	444	117	26,4
nov-11	334	451	117	25,9
dic-11	286	401	115	28,7
ene-12	276	391	115	29,4
feb-12	279	397	118	29,7
mar-12	276	390	114	29,2
abr-12	264	378	114	30,2
may-12	259	369	110	29,8

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.12: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Blanca 01



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde agosto del 2008 a diciembre del 2009 la producción de petróleo ha disminuido, debido al que el corte de agua ha aumentado un promedio de 23%. Se realiza un incremento de frecuencia de la bomba por lo que aumenta la producción de 291 BPPD a 333 BPPD, luego la producción se mantiene casi constante hasta mayo del 2012 con un promedio de 277 BPPD.

Según los resultados de las pruebas iniciales realizadas en el año 2004, se observa que en las arenas U Superior, T y M-1 se obtuvieron los siguientes resultados, las tres arenas presentaron un corte de agua del 100%, por lo que se descartan como posibles arenas productoras.

Propuesta

Como se han realizado pruebas de producción a todas las arenas del pozo (T, Us, M1) con el cual no se han obtenidos resultados positivos, quedando únicamente la producción de la arena “TENA”; considerando sus reservas remanentes estimadas en 147 M BF y con una producción

promedio diaria de 250 BPPD, el petróleo se agotaría en 1.5 años, lo cual no nos permitiría realizar un trabajo adicional porque disminuiría el tiempo de vida útil del pozo al aumentar la producción del pozo, por el cual se recomienda mantener el ciclo de producción por tener un buen caudal de fluido y su bajo Bsw del pozo.

4.2.3 Campo Vinita

Pozo Vinita 01

El pozo Vinita 01 fue un pozo exploratorio vertical, perforado en el año de 1971. Se descubrió petróleo con gravedad que varía de 13,7 a 15,3 °API; a finales del mes de febrero del 2005 se realizaron pruebas con bombeo eléctrico sumergible, dando 408 BFPD y 363 BPPD en la M-1.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena M-1 con un espesor de arena de 28 ft con una producción de petróleo promedio de 196 BPPD y 640 BAPD entre agosto del 2008 y mayo del 2012. Se mantiene un promedio de 76,5 % de BSW.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 2,30 MM y sus reservas remanentes se estiman en 3,39 MMBF.

El sistema de levantamiento artificial que maneja el pozo desde sus inicios es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.13: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 01

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	193	774	581	75,1
sep-08	207	984	777	79,0
oct-08	221	993	772	77,7
nov-08	230	992	762	76,8
dic-08	227	991	764	77,1
ene-09	211	993	782	78,8
feb-09	211	933	722	77,4
mar-09	219	961	742	77,2
abr-09	219	962	743	77,2

may-09	214	941	727	77,3
jun-09	218	967	749	77,5
jul-09	214	941	727	77,3
ago-09	212	936	724	77,4
sep-09	210	948	738	77,8
oct-09	210	945	735	77,8
nov-09	212	943	731	77,5
dic-09	210	931	721	77,4
ene-10	170	924	754	81,6
feb-10	149	934	785	84,0
mar-10	175	955	780	81,7
abr-10	184	929	745	80,2
may-10	195	925	730	78,9
jun-10	209	949	740	78,0
jul-10	221	956	735	76,9
ago-10	218	963	745	77,4
sep-10	210	965	755	78,2
oct-10	202	942	740	78,6
nov-10	235	918	683	74,4
dic-10	235	915	680	74,3
ene-11	228	916	688	75,1
feb-11	223	923	700	75,8
mar-11	225	891	666	74,7
abr-11	164	764	600	78,5
may-11	183	763	580	76,0
jun-11	181	755	574	76,0
jul-11	182	764	582	76,2
ago-11	184	775	591	76,2
sep-11	188	798	610	76,5
oct-11	186	801	615	76,7
nov-11	188	803	615	76,6
dic-11	186	801	615	76,8
ene-12	190	795	605	76,1
feb-12	192	815	623	76,4

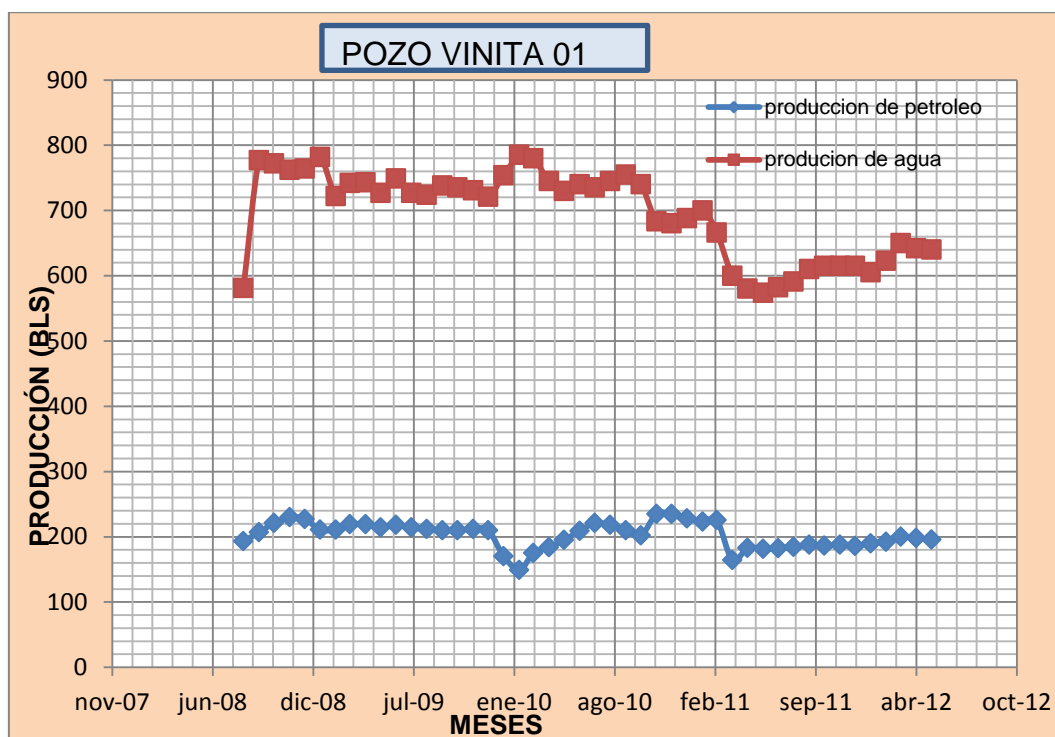
mar-12	200	850	650	76,5
abr-12	198	840	642	76,4
may-12	196	836	640	76,6

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.13: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 01



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde agosto del 2008 – mayo del 2012 la producción de petróleo se ha mantenido en una tendencia casi igual, mientras que la producción de agua disminuyó pero en una tendencia no muy considerable debido al aumento en la frecuencia.

Propuesta

Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros de saturación que nos da el diagnóstico de la zona saturada con petróleo que queda por drenarse y de registro de cementación (CBL) para conocer la adherencia del cemento a la formación y paredes del casing, para posteriormente de acuerdo a los resultados realizar un squeeze el cual sellará los pequeños

canales detrás del casing y ayudará a mitigar el corte de agua y en la zona de interés de petróleo realizamos un repunzonamiento para incorporar el volumen de hidrocarburo que se determinó como resultado de la interpretación de los registros de saturación.

El artículo científico “Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”, menciona:

“Emplear cargas de alta penetración logra un incremento en la producción del 10.98 al 20.6% para pozos que fueron cañoneados con el Sistema Wireline.”

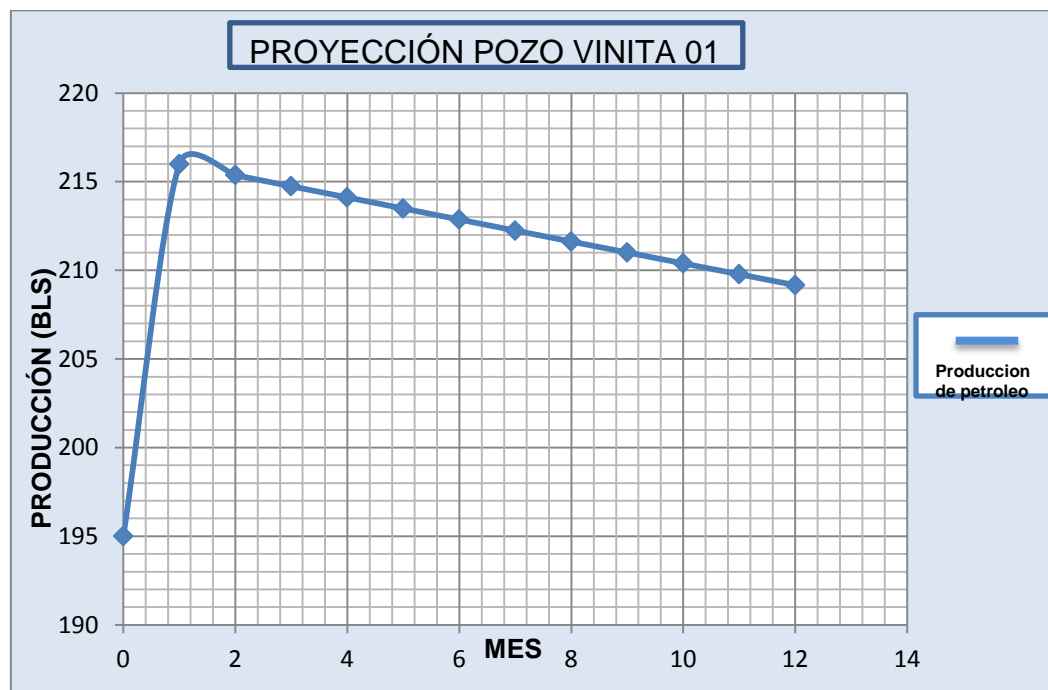
En base a lo mencionado y con el trabajo a realizar se obtendría un incremento de producción de petróleo de 10,98%.

La producción promedio diaria durante el año 2012 (con los datos obtenidos) es de 195 BPPD, el incremento será de 21 BPPD.

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Vinita 01 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 3.503 % anual, lo que implica un 0.292 % mensual (+/- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.14: Proyección de producción diaria para el pozo Vinita 01



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Pozo Vinita 02

El pozo Vinita 02 cuenta con pruebas de producción con BES realizado en septiembre de 1998, dando 734 BPPD de 14° API de la Arenisca “M-1”.

Actualmente produce de la arena M-1 en el intervalo de (5564 – 5592 ft) y con un espesor de 28 ft, la producción de petróleo promedio es de 425BPPD y 112 BAPD entre agosto del 2008 y mayo del 2012. Se mantiene un promedio de 21% de BSW.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 2,61 MM BF y sus reservas remanentes se estiman en 4,59 BF.

El sistema de levantamiento artificial es Bombeo Eléctrico Sumergible.

Tabla 4.14: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 02

Meses	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)
ago-08	492	579	87	15,0
sep-08	496	595	99	16,6
oct-08	529	622	93	15,0
nov-08	535	622	87	14,0
dic-08	524	617	93	15,1
ene-09	513	608	95	15,6
feb-09	523	608	85	14,0
mar-09	547	653	106	16,2
abr-09	525	625	100	16,0
may-09	516	615	99	16,1
jun-09	522	624	102	16,3
jul-09	495	594	99	16,7
ago-09	517	620	103	16,6
sep-09	511	614	103	16,8
oct-09	512	615	103	16,7
nov-09	512	615	103	16,7

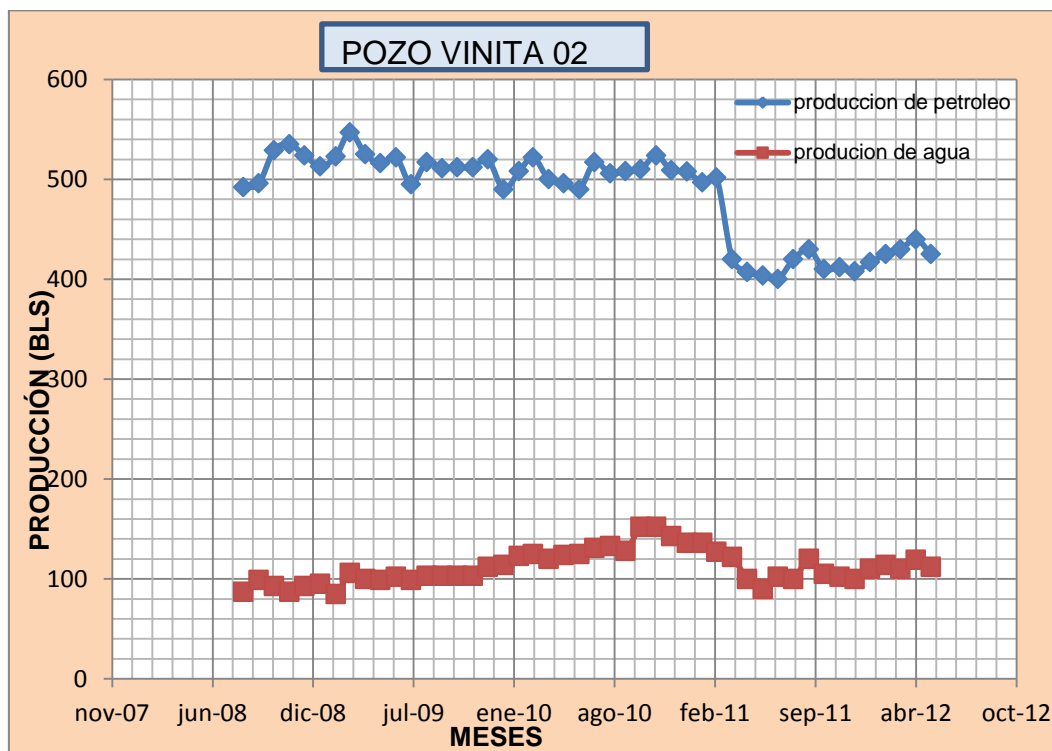
dic-09	520	632	112	17,7
ene-10	490	604	114	18,9
feb-10	508	631	123	19,5
mar-10	522	647	125	19,3
abr-10	500	620	120	19,4
may-10	496	620	124	20,0
jun-10	490	615	125	20,3
jul-10	517	648	131	20,2
ago-10	506	639	133	20,8
sep-10	508	636	128	20,1
oct-10	510	662	152	23,0
nov-10	524	676	152	22,5
dic-10	509	652	143	21,9
ene-11	508	644	136	21,1
feb-11	497	633	136	21,5
mar-11	502	629	127	20,2
abr-11	420	542	122	22,5
may-11	407	507	100	19,7
jun-11	404	494	90	18,2
jul-11	400	502	102	20,3
ago-11	420	520	100	19,2
sep-11	430	550	120	21,8
oct-11	410	515	105	20,4
nov-11	412	514	102	19,8
dic-11	408	508	100	19,7
ene-12	417	527	110	20,9
feb-12	425	539	114	21,2
mar-12	430	540	110	20,4
abr-12	440	559	119	21,3
may-12	425	537	112	20,9

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Figura 4.15: Producción diaria promedio de cada mes Agosto 2008 a Mayo 2012 del pozo Vinita 02



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En el gráfico se puede observar que desde agosto del 2008 a enero del 2011 la producción de petróleo se mantiene de manera similar, mientras que el periodo febrero del 2011 a abril del 2011 existió una disminución del fluido tanto en la producción de agua y petróleo, actualmente desde febrero del 2011 a mayo del 2012 la tendencia de la curvas de petróleo y agua se han mantenido.

Propuesta

Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros de saturación que nos da el diagnóstico de la zona saturada con petróleo que queda por drenarse y de registro de cementación (CBL) para conocer la adherencia del cemento a la formación y paredes del casing, para posteriormente de acuerdo a los resultados realizamos un squeeze el cual sellará los pequeños detrás del casing y nos ayudará a mitigar el corte de agua y en la zona de interés de petróleo realizamos un repunzonamiento para incorporar el volumen de hidrocarburo que se determinó como resultado de la interpretación de los registros de saturación.

El artículo científico “Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”, menciona:

“Emplear cargas de alta penetración logra un incremento en la producción del 10.98 al 20.6% para pozos que fueron cañoneados con el Sistema Wireline.”

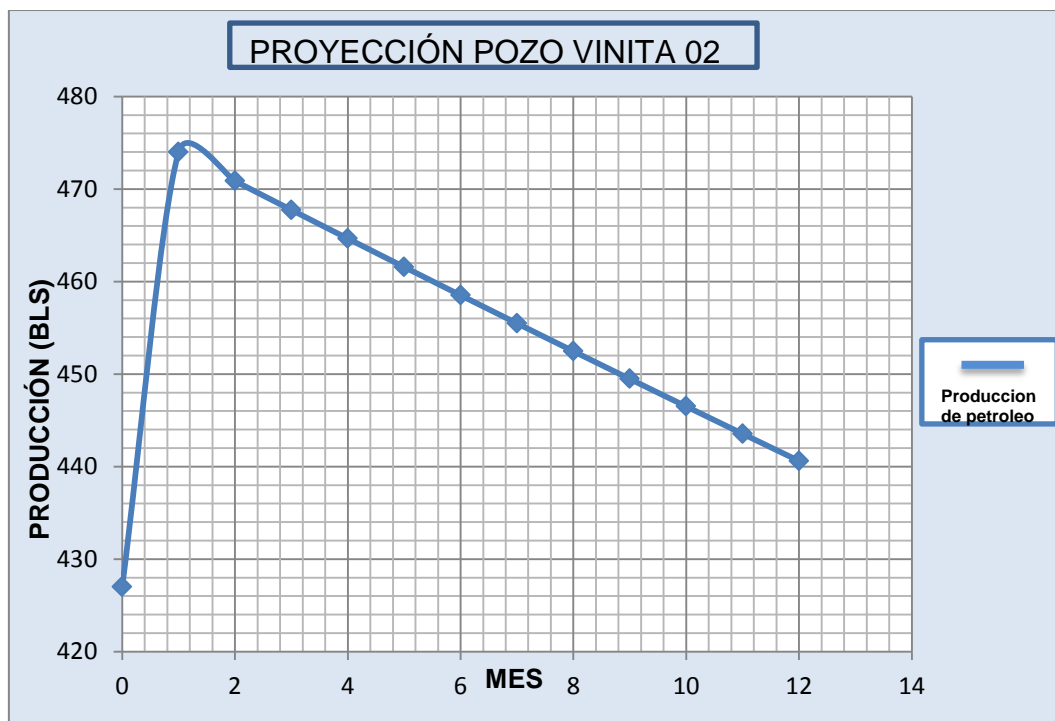
En base a lo mencionado y con el trabajo a realizar se obtendría un incremento de producción de petróleo de 10,98%.

La producción promedio diaria durante el año 2012 (con los datos obtenidos) es de 427 BPPD, el incremento será de 47 BPPD.

Se considera que la producción disminuye a medida que pasa el tiempo por tal motivo para el estudio del pozo Vinita 02 se calcula el promedio de declinación de producción que es de 7.942 % anual, lo que implica un 0.662 % mensual (+/- 1%).

A continuación se observa una proyección para el primer año de producción después de haber realizado los trabajos propuestos.

Figura 4.16: Proyección de producción diaria para el pozo Vinita 02



Fuente: Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

4.3 Resumen del análisis técnico

Luego de realizarse un análisis detallado pozo por pozo de los campos Tipishca, Blanca y Vinita se presentan los trabajos a realizarse junto el beneficio que estos generaran.

Tabla 4.15: Síntesis técnica y propuestas para el campo Tipishca

Pozo	Producción diaria promedia en el 2012 (BPPD)	Incremento (BPPD)	Producción diaria estimada (BPPD)	Propuesta
Tipishca 02	101	65	166	Fracturamiento hidráulico
Tipishca 03	82	218	300	Revaluar la T, punzonar la zona
Tipishca 06	43	19	62	Mantenimiento de la bomba jet
Tipishca 08	160	18	178	Registros de Saturación y CBL, Realizar un squeeze y repunzonamiento
Tipishca 13	290	0	290	Mantener el ciclo de producción

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Tabla 4.16: Síntesis técnica y propuestas para el campo Blanca

Pozo	Producción diaria promedia en el 2012 (BPPD)	Incremento (BPPD)	Producción diaria estimada (BPPD)	Propuesta
Blanca 01	271	0	271	Mantener el ciclo de producción

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

Tabla 4.17: Síntesis técnica y propuestas para el campo Vinita

Pozo	Producción diaria promedia en el 2012 (BPPD)	Incremento (BPPD)	Producción diaria estimada (BPPD)	Propuesta
Vinita 01	195	21	216	Registros de Saturación y CBL, Realizar un squeeze y repunzonamiento
Vinita 02	427	47	474	Registros de Saturación y CBL, Realizar un squeeze y repunzonamiento

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-20

En resumen al final se tiene un incremento estimado total de 388 BPPD para los campos de estudio.

4.4 Estado de los pozos reinyectores

Existen dos opciones disponibles para eliminar estas descargas de agua al medio ambiente.

- Tratando el agua antes de la descarga para eliminar todos los hidrocarburos y metales.
- Reinyectando el agua producida a la formación Tiyuyaco.

El tratamiento del agua para la eliminación de metales puede realizarse por electro-precipitación, Osmosis Inversa, Intercambio Iónico, Reducción electrónica, etc. Ninguno de estos métodos resultan económicos dado el volumen de agua a ser tratado; es por esta razón que se opta por un proceso de reinyección de agua.

El tratamiento por Reinyección de aguas producidas en campos petroleros es una práctica común, implementada desde hace mucho tiempo por las empresas petroleras alrededor del mundo, e inclusive utilizada como un método de recuperación secundaria: inyección de agua en los pozos.

Procedimiento a seguir en la Reinyección del agua de formación

Desde el punto de vista operacional los objetivos primarios que debe cumplir una planta de reinyección de agua es:

- Entregar agua de mejor calidad al pozo de reinyección.
- Prevenir obstrucciones o depositaciones de sólidos en líneas, tanques y pozos.
- Mantener el sistema integro para prevenir la corrosión de equipos de superficie y subsuelo.

- Mediciones de las características físicas y químicas del agua de reinyección es la base para cumplir con los 2 primeros objetivos, mientras que con el último objetivo se deben cumplir los diseños y monitoreos correspondientes en el sistema de reinyección.

Análisis del agua de formación en un Sistema de Reinyección

El agua producida producto de las extracciones de petróleo en las distintas formaciones además de ser altamente corrosiva también es incrustante.

El acondicionamiento del agua se lo efectúa básicamente, por medio de filtrado y tratamiento químico.- El solo hecho de filtrar el agua para eliminar todas las partículas sólidas que puedan taponar la formación, no garantiza que se haya eliminado el problema de permeabilidad, pues este puede ser ocasionado por la presencia de bacterias, agentes a la corrosión o por la reacción de contaminantes del agua con los materiales de la formación, es por eso que es necesario realizar el tratamiento en forma adecuada.

CAPITULO V

5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

El objetivo del presente análisis económico, es determinar si el proyecto es viable o no, mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio / Costo.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización
- La relación beneficio - costo es mayor que 1

Para el análisis económico se tomaron tres escenarios que vienen a ser los diferentes precios de petróleo en el mercado, obteniendo valor mínimo, valor medio y valor máximo.

5.1 Ingresos

Al multiplicar el precio del barril del petróleo por el número de barriles a ser producido durante cada mes se genera los ingresos mensuales.

La proyección de producción durante el primer año se detalla a continuación en la Tabla 5.1 donde se toman los incrementos obtenidos gracias a las propuestas, así como también la declinación de producción que se toma en base a lo mencionado en las propuestas de cada pozo observa mes a mes

Tabla 5.1: Proyección de producción durante el primer año

Pozo	Tipishca 02	Tipishca 03	Tipishca 06	Tipishca 08	Vinita 01	Vinita 02	TOTAL
Declinación anual (%)	11,483	20,904	21,746	26,034	3,503	7,942	
Declinación mensual (%)	0,957	1,742	1,812	2,170	0,292	0,662	
Mes	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD
1	65	218	19	18	21	47	388
2	64,4	214,2	18,7	17,6	20,9	46,7	382

3	63,8	210,5	18,3	17,2	20,9	46,4	377
4	63,2	206,8	18,0	16,9	20,8	46,1	372
5	62,5	203,2	17,7	16,5	20,8	45,8	366
6	61,9	199,7	17,3	16,1	20,7	45,5	361
7	61,4	196,2	17,0	15,8	20,6	45,2	356
8	60,8	192,8	16,7	15,4	20,6	44,9	351
9	60,2	189,4	16,4	15,1	20,5	44,6	346
10	59,6	186,1	16,1	14,8	20,5	44,3	341
11	59,0	182,9	15,8	14,5	20,4	44,0	337
12	58,5	179,7	15,5	14,1	20,3	43,7	332

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-30

El precio del barril de petróleo es de 86.81 USD/barril que es un promedio de los precios del último mes tal como se nota en la Tabla 5.2. Cabe manifestar que dicho precio se considera como el valor medio (valor del escenario real) del estudio.

Tabla 5.2: Precio del barril de petróleo último mes

Fecha	Precio (USD)
15-nov-2012	86,63
14-nov-2012	86,32
13-nov-2012	85,38
12-nov-2012	85,57
11-nov-2012	86,07
10-nov-2012	86,07
9-nov-2012	86,07
8-nov-2012	85,09
7-nov-2012	84,44
6-nov-2012	88,71
5-nov-2012	85,65
4-nov-2012	84,86
3-nov-2012	84,86
2-nov-2012	84,86

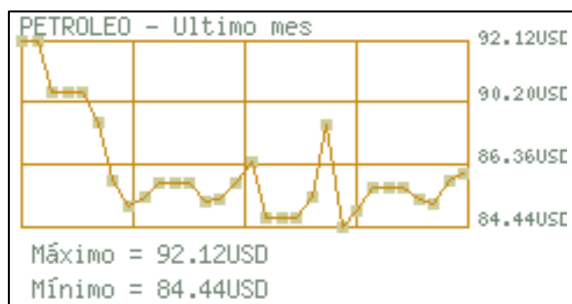
1-nov-2012	87,09
31-oct-2012	86,24
30-oct-2012	85,57
29-oct-2012	85,54
28-oct-2012	86,28
27-oct-2012	86,28
26-oct-2012	86,28
25-oct-2012	85,68
24-oct-2012	85,33
23-oct-2012	86,32
22-oct-2012	88,73
21-oct-2012	90,05
20-oct-2012	90,05
19-oct-2012	90,05
18-oct-2012	92,10
17-oct-2012	92,12

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-11-30

Figura 5.1: Precio del barril de petróleo último mes



Fuente: Banco Central del Ecuador

Fecha: 2012-11-30

5.2 Egresos

Los egresos mensuales constituyen la suma los costos de producción.

Los costos de producción contempla todo lo referente a los gastos directos asociados a la producción de un barril de petróleo, entre estos costos de extracción están: levantamiento artificial, mantenimiento de pozos, almacenamiento y tratamiento. Además se debe tener en cuenta costos de comercialización y transporte. Se estima un costo de producción de 10,50 USD/barril.

5.3 Inversiones

Las inversiones se definen como el monto determinado de dinero que se destina para la realización de un proyecto en este caso se habla de los costos por trabajo realizado de cada propuesta planteada.

Con el afán de conseguir el objetivo principal y con las propuestas planteadas en el análisis técnico se debe trabajar en distintos tipos de reacondicionamientos para cada uno de los pozos.

Los costos de los reacondicionamientos, para cada pozo, se los han realizado en base a los distintos precios que se manejan en el mercado actual, tal como se muestran en los anexos 5.1 al 5.6.

Las inversiones para cada pozo se detallan en la tabla siguiente.

Tabla 5.3: Inversión estimada para los pozos seleccionados

Pozo	Costo estimado (USD)
Tipishca 02	324830,35
Tipishca 03	203883,47
Tipishca 06	10479,28
Tipishca 08	108384,01
Vinita 01	107998,56
Vinita 02	107968,66
Total	863544,33
Contingencias 30%	259063,30
Total Inversión	1122607,63

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-12-15

5.4 Depreciaciones

La depreciación es la pérdida del valor económico de un bien por el uso, cambio de tecnología o impuestos y que trata de incorporar el valor anual de la depreciación de equipos y otras instalaciones ligadas directamente al proceso de producción.

Para el presente estudio se considera una depreciación de equipos y trabajos de ocho años debido a que los equipos de petroleros se los amortiza en 12.5% anual.

5.5 Flujo neto de caja

Representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del flujo neto se debe considerar solamente los ingresos y los costos reales.

Se plantean tres alternativas para el precio del crudo teniendo una óptica pesimista, real (al precio actual) y optimista.

5.5.1 Valor mínimo

Se trabaja con un valor de precio por barril de petróleo de \$70.00 USD.
El flujo neto de caja se detalla en la Tabla 5.4.

5.5.2 Valor medio

Se trabaja con un valor de precio por barril de petróleo de \$86.81 USD.
El flujo neto de caja se detalla en la Tabla 5.5.

5.5.3 Valor máximo

Se trabaja con un valor de precio por barril de petróleo de \$104.00 USD.
El flujo neto de caja se detalla en la Tabla 5.6.

Tabla 5.4: Flujo neto de caja con valor mínimo

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INGRESOS (dólares)		814.800,00	802.200,00	791.700,00	781.200,00	768.600,00	758.100,00	747.600,00	737.100,00	726.600,00	716.100,00	707.700,00	697.200,00
Producción (barriles)		11.640	11.460	11.310	11.160	10.980	10.830	10.680	10.530	10.380	10.230	10.110	9.960
Producción Diaria (barriles)		388	382	377	372	366	361	356	351	346	341	337	332
Precio (dólares/barril)		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
COSTOS TOTALES (dólares)		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
Producción		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													-982.281,67
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (dólares)		680.886,17	670.176,17	661.251,17	652.326,17	641.616,17	632.691,17	623.766,17	614.841,17	605.916,17	596.991,17	589.851,17	-401.355,50
Impuestos (dólares)		102.132,93	100.526,43	99.187,68	97.848,93	96.242,43	94.903,68	93.564,93	92.226,18	90.887,43	89.548,68	88.477,68	0,00
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO (dólares)		578.753,24	569.649,74	562.063,49	554.477,24	545.373,74	537.787,49	530.201,24	522.614,99	515.028,74	507.442,49	501.373,49	-401.355,50
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													982.281,67
INVERSIONES (dólares)	-1.122.607,63												
FLUJO NETO DE CAJA-FNC (dólares)	-1.122.607,63	590.447,07	581.343,57	573.757,32	566.171,07	557.067,57	549.481,32	541.895,07	534.308,82	526.722,57	519.136,32	513.067,32	592.620,00

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla
Fecha: 2012-12-15

Tabla 5.5: Flujo neto de caja con valor medio

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INGRESOS (dólares)		1.010.468,40	994.842,60	981.821,10	968.799,60	953.173,80	940.152,30	927.130,80	914.109,30	901.087,80	888.066,30	877.649,10	864.627,60
Producción (barriles)		11.640	11.460	11.310	11.160	10.980	10.830	10.680	10.530	10.380	10.230	10.110	9.960
Producción Diaria (barriles)		388	382	377	372	366	361	356	351	346	341	337	332
Precio (dólares/barril)		86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81	86,81
COSTOS TOTALES (dólares)		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
Producción		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													-982.281,67
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (dólares)		876.554,57	862.818,77	851.372,27	839.925,77	826.189,97	814.743,47	803.296,97	791.850,47	780.403,97	768.957,47	759.800,27	-233.927,90
Impuestos (dólares)		131.483,19	129.422,82	127.705,84	125.988,87	123.928,50	122.211,52	120.494,55	118.777,57	117.060,60	115.343,62	113.970,04	0,00
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO (dólares)		745.071,38	733.395,95	723.666,43	713.936,90	702.261,47	692.531,95	682.802,42	673.072,90	663.343,37	653.613,85	645.830,23	-233.927,90
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													982.281,67
INVERSIONES (dólares)	-1.122.607,63												
FLUJO NETO DE CAJA-FNC (dólares)	-1.122.607,63	756.765,21	745.089,78	735.360,26	725.630,73	713.955,30	704.225,78	694.496,25	684.766,73	675.037,20	665.307,68	657.524,06	760.047,60

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla
Fecha: 2012-12-15

Tabla 5.6: Flujo neto de caja con valor máximo

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INGRESOS (dólares)		1.210.560,00	1.191.840,00	1.176.240,00	1.160.640,00	1.141.920,00	1.126.320,00	1.110.720,00	1.095.120,00	1.079.520,00	1.063.920,00	1.051.440,00	1.035.840,00
Producción (barriles)		11.640	11.460	11.310	11.160	10.980	10.830	10.680	10.530	10.380	10.230	10.110	9.960
Producción Diaria (barriles)		388	382	377	372	366	361	356	351	346	341	337	332
Precio (dólares/barril)		104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00
COSTOS TOTALES (dólares)		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
Producción		122.220,00	120.330,00	118.755,00	117.180,00	115.290,00	113.715,00	112.140,00	110.565,00	108.990,00	107.415,00	106.155,00	104.580,00
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													-982.281,67
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (dólares)		1.076.646,17	1.059.816,17	1.045.791,17	1.031.766,17	1.014.936,17	1.000.911,17	986.886,17	972.861,17	958.836,17	944.811,17	933.591,17	-62.715,50
Impuestos (dólares)		161.496,93	158.972,43	156.868,68	154.764,93	152.240,43	150.136,68	148.032,93	145.929,18	143.825,43	141.721,68	140.038,68	0,00
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO (dólares)		915.149,24	900.843,74	888.922,49	877.001,24	862.695,74	850.774,49	838.853,24	826.931,99	815.010,74	803.089,49	793.552,49	-62.715,50
DEPRECIACIONES (dólares)		11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83	11.693,83
VALORES LIBROS (dólares)													982.281,67
INVERSIONES (dólares)	-1.122.607,63												
FLUJO NETO DE CAJA-FNC (dólares)	-1.122.607,63	926.843,07	912.537,57	900.616,32	888.695,07	874.389,57	862.468,32	850.547,07	838.625,82	826.704,57	814.783,32	805.246,32	931.260,00

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla
Fecha: 2012-12-15

5.6 Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) de una inversión, se entiende como la sumatoria algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esta inversión como muestra en la siguiente ecuación.

Ecuación 5.1

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

VAN = valor actual neto, dólares

Q_n = representa los flujos de caja

A = valor de desembolso inicial de la inversión

i = tasa de actualización

- Cuando el $VAN > 0$ al efectuarse la inversión se producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, el proyecto es aceptado.
- Cuando el $VAN = 0$ no se producirá ganancias pero tampoco pérdidas de capital. El proyecto podría aceptarse o rechazarse tomando en cuenta otros criterios.
- Cuando $VAN < 0$ al efectuarse la inversión, esta no será capaz de producir ganancias por encima de la rentabilidad exigida, produciendo pérdidas de capital. El proyecto es rechazado.

5.7 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa porcentual que reduce a cero el valor actual neto. El TIR se calcula con la siguiente ecuación.

Ecuación 5.2

$$Io = \frac{F1}{(1+i)} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

Donde:

Io = Inversión inicial

F1 = representa los flujos de efectivo

i = TIR

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (r), el proyecto es rentable.
- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (r), el proyecto no presenta pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (r), el proyecto no es rentable.

5.8 Resultados económicos

Los datos requeridos en el análisis económico se detallan a continuación.

Tabla 5.7: Datos económicos

Precio de venta del petróleo		USD
Escenario pesimista	Valor mínimo	70,00
Escenario real	Valor medio	86,81
Escenario optimista	Valor máximo	104,00
Costo de producción y operación		10,50
Inversión		1122607,63
Impuestos		15%
Tasa de interés		12%

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-12-15

Los resultados económicos se tabularon en la herramienta Microsoft Excel.

5.8.1 Valor mínimo

A continuación se detalla los resultados económicos en el escenario pesimista.

Tabla 5.8: Resultados económicos con valor mínimo

Valor Actual Neto (USD)	2096714,59
Tasa Interna de Retorno (%)	50,873

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-12-15

5.8.2 Valor medio

A continuación se detalla los resultados económicos en el escenario real (precio actual).

Tabla 5.9: Resultados económicos con valor medio

Valor Actual Neto (USD)	2969632,06
Tasa Interna de Retorno (%)	65,856

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-12-15

5.8.3 Valor máximo

A continuación se detalla los resultados económicos en el escenario optimista.

Tabla 5.10: Resultados económicos con valor máximo

Valor Actual Neto (USD)	3862282,34
Tasa Interna de Retorno (%)	81,068

Elaborado por: Fernando Espín, Octavio Zorrilla

Fecha: 2012-12-15

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- ❖ Los campos Tipishca, Blanca y Vinita se encuentran ubicados en la Región Amazónica específicamente al Noreste de la cuenca Amazónica en la provincia de Sucumbíos y al Sur de la frontera con Colombia.
- ❖ Los principales reservorios del campo son: M-1, M-2, U inferior, U superior y T superior.
- ❖ Las reservas remanentes de los pozos de estudio son de 717.926.150 barriles de petróleo.
- ❖ Los distintos trabajos que se proponen en el presente estudio se los seleccionó en base a sus registros, historiales de producción, pruebas de producción, pruebas de presión comportamiento de los yacimientos, problemas de alto BSW, entre otros aspectos antes mencionados.
- ❖ La producción actual de todos los pozos de estudio es de 1569 BPPD, con el incremento de la producción de los pozos que asciende a 388 BPPD, este nos representa el 24,72 % del total de la producción de los campos de estudio.
- ❖ Cada pozo tiene distinta declinación de producción debido a que todos los pozos tienen comportamientos diferentes.
- ❖ La inversión total asciende a \$ 1122607,63 USD.
- ❖ Bajo el escenario pesimista de la evaluación económica en que se toma el precio de barril de 70,00 USD se obtiene un TIR de 50,873% y un VAN de 2096714,59 USD al finalizar el primer año del análisis estimado y además se recupera la inversión antes de terminar los primeros tres meses de iniciado el proyecto.

- ❖ Bajo el escenario real de la evaluación económica en que se toma el precio de barril de 86,81 USD se obtiene un TIR de 65,856 % y un VAN de 2969632,06 USD al finalizar el primer año del análisis estimado y además se recupera la inversión antes de terminar los primeros dos meses de iniciado el proyecto.
- ❖ Bajo el escenario optimista de la evaluación económica en que se toma el precio de barril de 104,00 USD se obtiene un TIR de 81,068% y un VAN de 8862282,34 USD al finalizar el primer año del análisis estimado y además se recupera la inversión poco después de finalizar el primer mes de iniciado el proyecto.
- ❖ Bajo los tres escenarios se concluye que este proyecto es factible.

RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar a los pozos pruebas de presión con el afán de tener datos actuales y del mismo modo poder determinar la presión de fondo fluyente y encontrar cualquier caso de daño de formación en caso de existir.
- ❖ Realizar estudios más detallados para el cálculo de reservas por pozos y yacimientos con el fin de disponer de volúmenes de petróleo actuales y más confiables.
- ❖ Aplicar todas las propuestas definidas en el análisis técnico de los campos Tipishca, Blanca y Vinita, de manera inmediata en razón de que bajo todos los escenarios es viable, y que la inversión total de los trabajos es de \$ 1122607,63 USD y que en el peor de los casos en cerca de tres meses se recuperará la inversión.
- ❖ Para la aplicación del proyecto se recomienda seguir las normativas referentes a los ámbitos de seguridad y medio ambiente.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFIA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Welded Steel Tanks for Oil Storage. API Standard 650". Tenth Edition. Washington, D.C. 1998.
2. BROWN, K. R. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods. Oklahoma, University of Tulsa.
3. CRAFT B. & HAWKINS F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1959.
4. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, Perforating Solutions, U.S.A., 2005.
5. JAMES E. BROOKS, SPE, Schlumberger Perforating and Testing; "A Simple Method for Estimating Well Productivity", paper SPE 38148, 1997.
6. PINTO, Gustavo. FENÓMENOS DEL TRANSPORTE, UCE, FIGEMPA. Quito-Ecuador, 1998.
7. ROMÁN, Héctor; DIAZ, Johan; SANCHEZ, Christian. Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción.

WEBGRAFIA

1. <http://www.she.gob.ec>
2. <http://www.bce.fin.ec>
3. <http://www.slb.com/oilfield>
4. <http://www.connect.slb.com>
5. <http://www.dspace.espol.edu.ec>
6. Que es viscosidad: <http://www.monografias.com>
7. Viscosidad del petróleo: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
8. Viscosidad del gas: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
9. Compresibilidad : <http://www.wikipedia.com.com>
10. Propiedades de los fluidos: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
11. Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
12. Registros eléctricos: <http://es.scribd.com>
13. Mediciones de porosidad: <http://www.ingenieriadepetroleo.com>
14. Definición de reservas petroleras: <http://www.oilproduction.net>
15. Mecanismos de producción artificial: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
16. Declinación de producción: <http://www.buenastareas.com>

CAPITULO VIII

ANEXOS

ANEXO 3.1

PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION CAMPO TIPISHICA

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción							Fecha	
								BFPD	BOPD	BW PD	BSW	GAS (mpcs)	RPG (pcs/bbl)	API		SALINIDAD (ppm CINA)
		MD			TVD											
Tipishca-1	"T"	9.972	9.984	12	7475	7484	9	1.819	1.812	7	0,4	289	160	32	3.300	08-jun-98
	Caliza "B"	9.908	9.926	18	7426	7440	14	0								
	"U" Inferior	9.854	9.860	6	7385	7390	5	2.469	2.309	160	6,5	301	130	30,2	6.600	20-jun-98
	"U" Inferior	9.832	9.836	4	7368	7371	3	344	317	27	7,8			30,8	11.550	16-jul-98
	"U" Superior	9.770	9.776	6	7321	7326	5	411	400	11	2,7			26,7	13.200	22-jul-98
Tipishca-2	"M-2"	9.650	9.656	6	7230	7234	4	155	152	3	1,9			26	14.000	2-Aug-98
	"T"	8.924	8.929	5	7513	7517	4	285	284	1	0,35			31,7	6.000	4-Dec-98
	"U" Inferior	8.764	8.783	19	7391	7406	15	2.112	2.108	4	0,2	391	186	27,3	8.000	16-Dec-98
Tipishca-3	"T"	8.531	8.535	4	7489	7492	3	412	325	87	21	38	19	32,9	5.335	08-oct-99
		8.543	8.549	6	7499	7505	6									
	"U" Inferior	8.400	8.410	10	7375	7384	9	2.397	1.103	1.29	54			28,9	5.693	28-oct-99
Tipishca-6	"U" Superior	8.420	8.428	8	7392	7399	7									
		8.357	8.368	11	7337	7347	10	958	932	26	2,7	137	147	22,6	24.750	28-mar-04
	"U" Inferior	7.621	7.626	5	7358	7363	5									
Tipishca-6	"U" Superior	7.631	7.638	7	7368	7375	7	480	250	230	48	33	120	27	9.100	03-feb-06
		7.586	7.592	6	7323	7329	6	792	0	792	100	0	--	--	18.397	08-feb-06
	"U" Superior	7.570	7.574	4	7307	7312	5	168	159	9	5,4	20,67	130	27,3	14.355	15-feb-06
Tipishca-6	"M-2"	7.450	7.454	4	7187	7191	4	48						24,8		22-feb-06
		7.464	7.476	12	7201	7213	12	Después de estimulación se recuperó el 100% de agua.								

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción							Fecha	
								BFPD	BOPD	BW PD	BSW	GAS (mpcs)	RPG (pcs/bbl)	API		SALINIDAD (ppm ClNa)
		MD			TVD											
Tipishca-7	"M-1"	8.991	9.002	11	6854	6862	8	685	679	6	0,9	105	207	17	--	09-mar-04
		9.009	9.015	6	6866	6870	4									
Tipishca-8	"U" Superior	8.728	8.740	12	7348	7359	11	1.721	1.70	14	0,8	103	60	22,5	17.500	23-sep-04
	"U" Inferior	8.773	8.779	6	7388	7394	6	Fue completada pero no fue probada								
Tipishca-9	"U" Inferior	7.798	7.808	10	7410	7420	10	538	502	36	6,7	56	112	30,1	11.715	17-sep-04
Tipishca-11	"U" Inferior	10.063	10.078	15	7415	7424	9	1.23	621	614	49,7	63	101	22,5	6.121	4-Dec-04
		10.086	10.091	5	7429	7432	3									
		10.063	10.078	15	7415	7424	9	912	857	55	6	103	120	23,2	6.500	31-Dec-04
	"U" Superior	9.960	9.974	14	7350	7358	8	1.50	883	620	41,3	200	227	22,8	12.154	3-Jan-05
Tipishca-12	"T"	9.987	9.993	6	7367	7370	3									
		8.465	8.474	9	7532	7540	8	888	151	737	83	21	140	25,4	7.920	18-Dec-05
		7.750	7.764	14	6870	6883	13									
	"M-1"	7.766	7.774	8	6884	6892	8	432	430	2	0,46	22	50	19	--	24-Dec-05
Tipishca-13	"U" Inf.	8.342	8.352	10	7417	7426	9	2.304	0	2.30	100	--	--	--	7.520	29-Jan-06
	"U" Inferior	8.724	8.731	7	7394	7400	6	674	672	2	0,3	81	120	25	--	13-Dec-05
Tipishca-14	"U" Inf.	8.046	8.058	12	7310	7322	12	740	320	420	56,8	38,4	120	30,2	10.230	26-mar-06
	"U" Sup.	7.994	8.005	11	72	7271	11	177	38	139	78,5	4,94	130	23,1	12.210	4-Apr-06

ANEXO 3.2

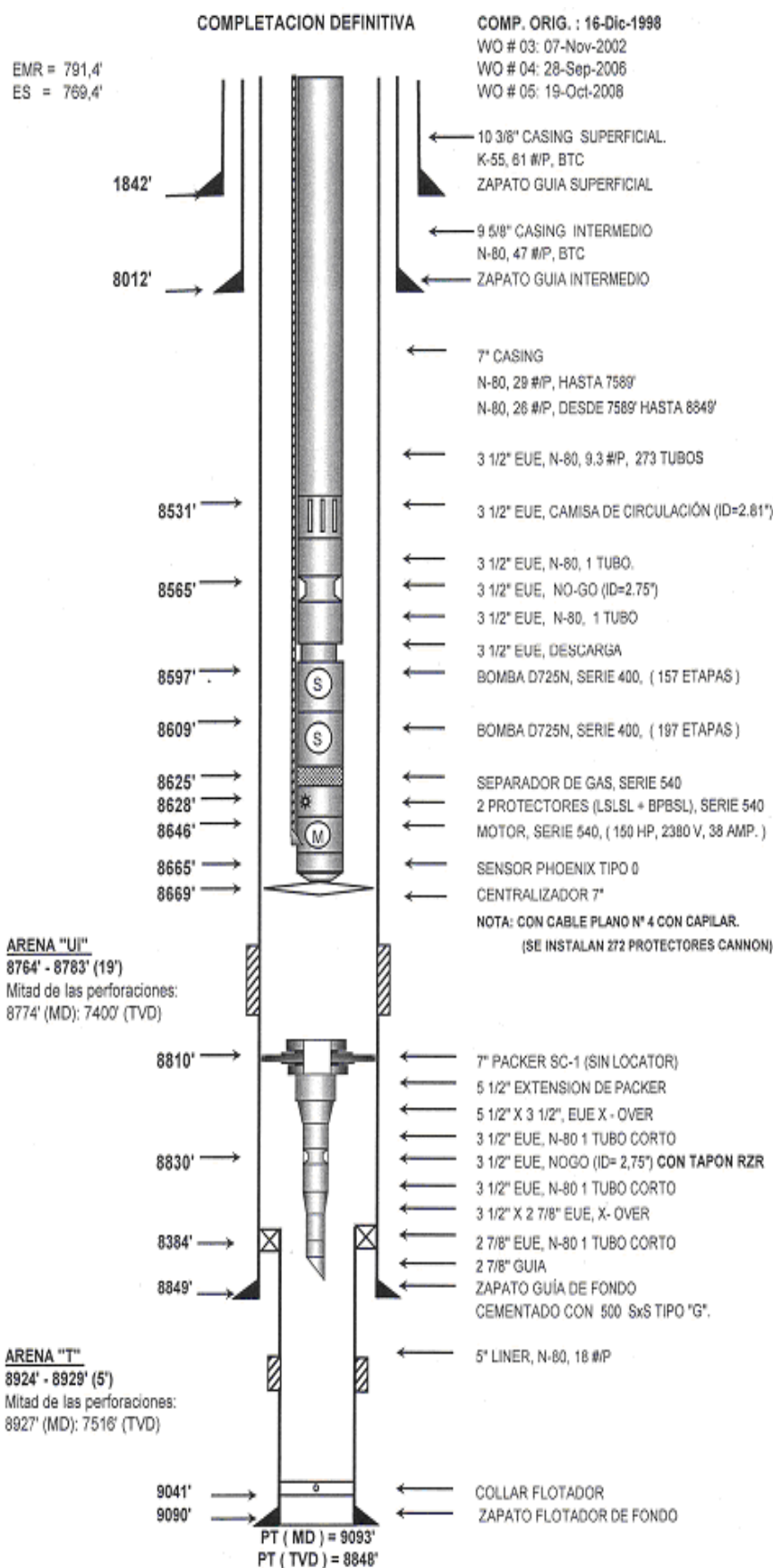
PRUEBAS DE PRESION A 2008 CAMPO TIPISHICA

Pozo	INTERVALO (Pies)				Profundidad Referencial (Pies)	qo (BPPD)	qa (BAPD)	Temperatura (°F)	Presión (PSI)	Presion de Fondo Fluyente (PSI)	Permeabilidad (md)	Índice de Productividad (BPPD/PSI)		
	MD	TVD												
ARENISCA "M-1"														
Tipishca-07	8.991	9.002	11	6.854	6.862	8	-6069	162	1468	204,5	2903	688	2.118,90	0,74
	9.009	9.015	6	6.866	6.870	4								
ARENISCA "U" SUPERIOR														
Tipishca-03	8.357	8.368	11	7.337	7.347	10	-6.549	291	950	216,6	3.146	1.005	338,1	0,58
Tipishca-08	8.728	8.740	12	7.348	7.359	11	-6.561	144	1.504	217,1	2.972	2.207	873	2,15
ARENISCA "U" INFERIOR														
Tipishca-02	8.764	8.783	19	7.391	7.406	15	-6.612	103	172	217,6	3.269	786	15,7	0,11
Tipishca-11	10.063	10.078	15	7.415	7.424	9	-6.625	369	3.809	224,8	3.040	1.905	685,3	3,68
Tipishca-13	8.724	8.731	7	7.394	7.400	6	-6.602	257	102	228,8	2.923	1.054	208	0,19
Tipishca-14	8.046	8.058	12	7.310	7.322	12	-6.476	27	244	220,6	2.800	708	30,4	0,13

ANEXO 3.3

COMPLETACIONES DE POZOS DEL CAMPO TIPISHICA

POZO TIPISHCA 02



POZO TIPISHCA 03

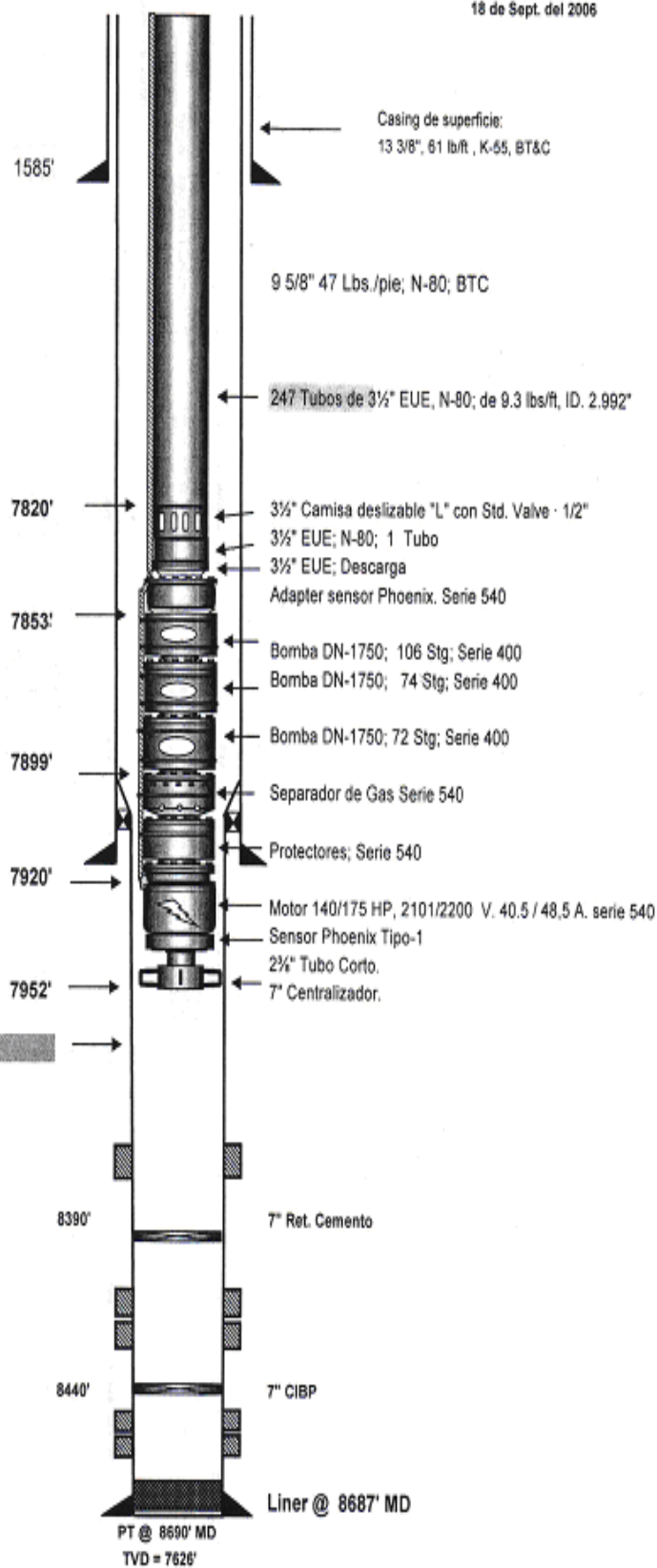
(B EL 794.82'
3L EL 763.12'
(B - GL = 31.7'

18 de Sept. del 2006

máxima desviación
34.9 deg @ 4953'

SE USA:

253 Protectores Canoon
2 de Equipo. Serie 540
3 de Equipo. Serie 400
335 Bandas 1 x tubo

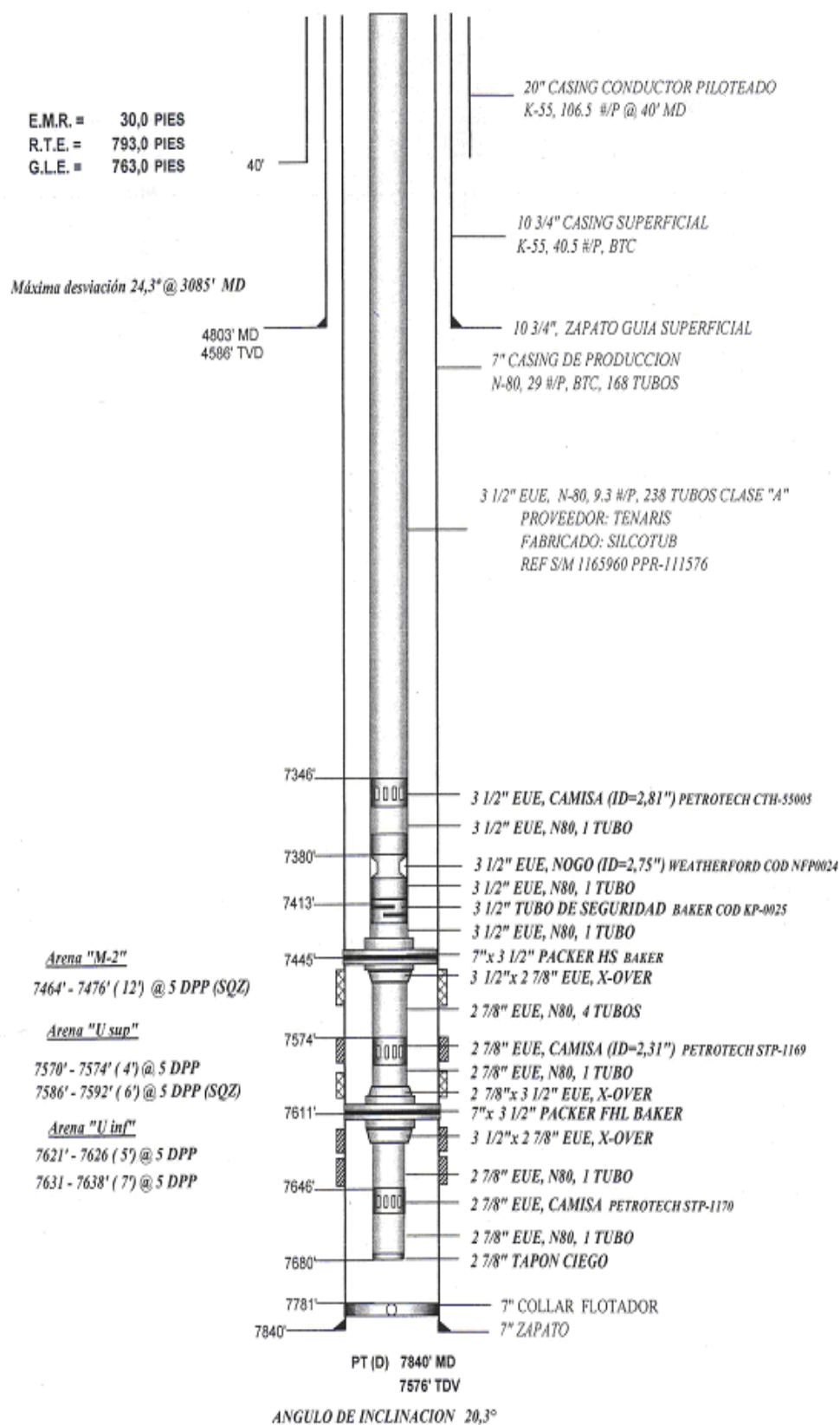


POZO TIPISHCA 06

W.O. N° 01

COMPLETACION ORIGINAL: 15-MAR-2006

W.O. # 01 : 22-AGO-2009



POZO TIPISHCA 08

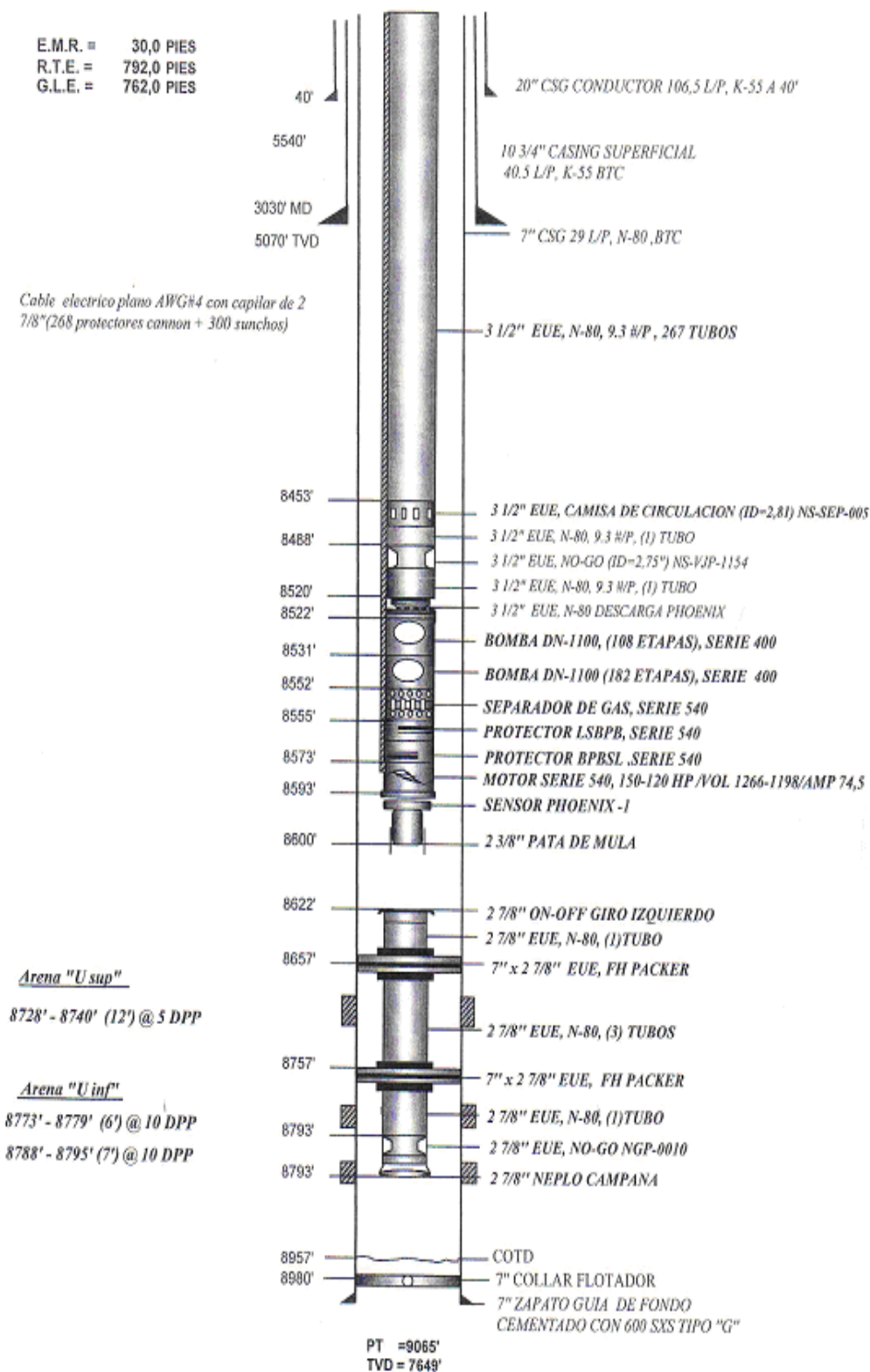
COMPLETACION ORIGINAL: 21-SEP-04

W.O. # 1

W.O. # 01 : 07-NOV-2009

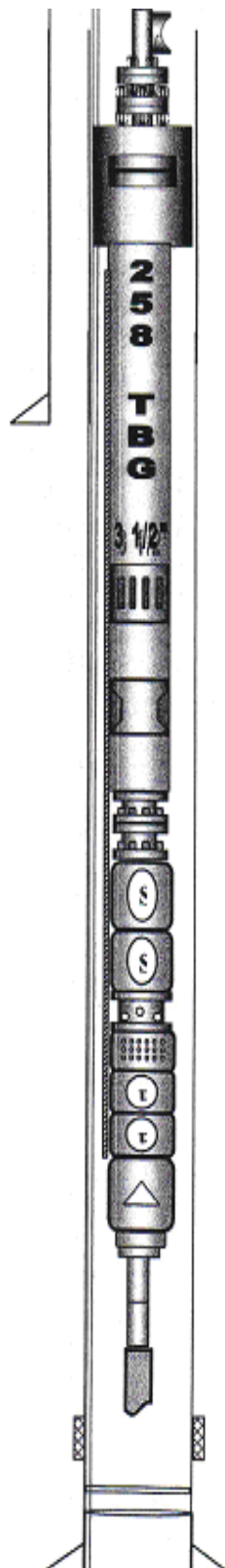
E.M.R. = 30,0 PIES
R.T.E. = 792,0 PIES
G.L.E. = 762,0 PIES

Cable electrico plano AWG#4 con capilar de 2
7/8" (268 protectores cannon + 300 sunchos)



POZO TIPISHCA 13

EMR=794,3
GLE=764,8
MR=29,5 ft



Casing 20" K-55 94 Lbs/Pie BTC

Casing Superficial 10 3/4" 40,5 lb/ft K-55,BTC
CGS @ 5052 MD 43920TVD
BAH hasta la punta Locator 137,02 ft
TOTAL DE TGB 31/2" = 258 SOBRE CAMISA
MAS 2 DE BHA TOTAL 260

tuberia a superficie 3 1/2" eue 9.3 l/f
Elevacion Mesa Rotaria
Tbg Hanger 7 1/16" x 3 1/2" eue 5000 psi
3 1/2 eue Camisa Baker tipo L cerrada

3 1/2" eue 1 Tubo 9.3 lbs/ft

NO-GO 3 1/2 " EUE

3 1/2 " EUE 1 TUBO 9.3 LBS/FT
descarga 3 1/2" eue 129177-8 RD
descarga phoenix p/n 100144521/ AD
bomba serie 400 etapas 140 D 725 N

bomba serie 400 etapas 140 D 725 N

adadter serie 540/400
separador de gas serie 540

protector superior serie 540
protector inferior serie 540
motor typeRA-UT-RLOY-XD-AS-AFL-DOM

adadter B 2500 34
sensor 100462067 XT1- 17850

2 3/8" Guia pata de mula

ARENA "U" Inf
8724'-8731'(7)

profundidad limpiada con el Rig 8902 ft
collar flotador @9002ft

ANEXO 3.4

REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS DEL CAMPO TIPISHICA

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
Tipishca 01	Completación	jun-98	N/A	9972 - 9984	"T"	1812	0,4	Probar formación
		jun-98	N/A	9908 - 9926	Caliza A	No aporta		
		jun-98	N/A	9854 - 9860	"U" Inferior	2284	7,6	
		jul-98	N/A	9770 - 9776	"U" Superior	411	2,7	
		ago-98	N/A	9650 - 9656	M-2	152	1,9	
		nov-98						
		feb-99						Aislar M-2; "U" Sup y completar en U Inf
		jul-99						Reperforar U Inf y bajar misma bomba GN-4000
								Chequear posible presencia de sólidos y bajar mism o tipo de BES
	WO # 1	ago-01	771					Sacar BES; GN-4000 y correr bomba GN-7000
Tipishca 02	WO # 2	jul-04	1049	9650 - 9670	M-2			Sacar BES; GN-7000 y probar M-2 y U sup
	WO # 3	sep-04		9650 - 9670	M-2			Reparar problema de daño de casing
	Completación	dic-98		9769 - 9775	"U" Superior			Reperforar el pozo. Probar T y completar en U Inferior.
	WO # 1	nov-00	703	8924 - 8929	"T"	219	0,5	Sacar BES
	WO # 2	nov-02		8764 - 8783	"U" Inferior	2108	0,2	
	WO # 3	jun-04						
								Chequear problemas de BHA
								Pescar bomba jet atascada
	Completación	oct-99		8531 - 8535				Probar T y completar en U Inferior
				8543 - 8549	"T"	247	27,8	
Tipishca 03				8400 - 8410				
	WO # 1	abr-01		8420 - 8428	"U" Inferior	1219	46,4	Chequear BES (problemas eléctricos en el fondo)
			553	8400 - 8410	"U" Inferior			Aislar U Inferior y completar en U Superior
	WO # 2	feb-04	1043	8420 - 8428	"U" Inferior			
				8357 - 8368	"U" Superior			
	WO # 3	mar-04	2189	8357 - 8368	"U" Superior			Arreglar falla

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
Tipishca 05	Completación	nov-99		8688 - 8700	"T"			Probar T y completar en U Inferior
	WO # 1	oct-00		8580 - 8586	"U" Inferior			Convertir pozo en Inyector
Tipishca 07	Completación	mar-04		8991 - 9002	M-1			Completar pozo en formación M-1
				9009 - 9015				
		jul-04	2087	8991 - 9002	M-1			Equipo falla por rotura de eje
				9009 - 9015				
				8991 - 9002				
Tipishca 08	Completación	sep-04	2010	8728 - 8740	"U" Sup.			Completar pozo en U Sup (Queda con packer y camisa para U inf)
Tipishca 09	Completación	sep-04	95	7798 - 7808	"U" Inf.			Completación
	WO # 1	dic-04	1922	7798 - 7808	"U" Inf.			Falla de equipo por rotura de eje (Por formación de escala)
Tipishca 11	Completación	dic-04		10066-10081	"U" Inf.			Evaluación
				10089-10094				
		ene-05		10066-10081	"U" Inf.			Aislar con tapón (10086 - 100091), cañonear U Superior y dejar pozo en U Inferior
				9960 - 99974				
				9987 - 9973				
			1900	10066-10081	"U" Inferior	799	36	

ANEXO 3.5

PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION CAMPO BLANCA

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción							Fecha	
		MD			TVD			BFPD	BOPD	BW PD	BSW	GAS (mpcs)	RPG (pcs/bbl)	API		SALINIDAD (ppm ClNa)
		7.496	7.507	11	7440	7451	11									
Blanca-01	"T"	7.386	7.392	6	7330	7336	6	1233	0	936	100	--	--	N/A	6700	02-nov-04
	"U" Sup.	6.962	6.965	3	6906	6909	3		0		100	--	--	N/A	10689	06-nov-04
		6.969	6.975	6	6913	6919	6									
	M-1 (18')	6.978	6.987	9	6922	6931	9	1348	0	1348	100	--	--	N/A	48081	06-nov-04
		TENA	6.713	6.722	9	6657	6666	9	835	831	4	0,5	33,2	40	27,1	N/A
Blanca-02	"U" Inf.	9.269	9.279	10	7345	7353	8	Formación no aporta								26-nov-04
	"U" Sup.	9.228	9.247	19	7310	7326	16	1.080	0	1.080	100	--	--	N/A	10.725	5-Dec-04
	M-1	8.696	8.715	19	6873	6887	14	588	584	4	0,7	29,2	50	18,4	N/A	15-Dec-04
Blanca-05	"M-1"	7.751	7.757	6	6.919	6.925	6	360	346	14	3,9	17	50	18	42.500	19-abr-06
		7.734	7.746	12	6.904	6.915	11									
		7.751	7.757	6	6.919	6.925	6	768	653	115	15	33	50	18	50.000	28-abr-06

ANEXO 3.6

PRUEBAS DE PRESION A 2008 CAMPO BLANCA

Pozo	INTERVALO (Pies)					Profundidad Referencial (Pies)	qo (BPPD)	qa (BAPD)	Temperatura (°F)	Presión (PSI)	Presion de Fondo Fluyente (PSI)	Permeabilidad (md)	Índice de Productividad (BPPD/PSI)	
	MD			TVD										
ARENISCA "TENA"														
Blanca-01	6713	6722	9	6657	6666	9	-5.800	305	79	206,6	282	573	22	0,2
ARENISCA "M-1"														
Blanca-02	8696	8715	19	6873	6887	14	-6019	94	286	208,4	2.098	400	318,3	0,22
Blanca-05	7.734	7.746	12	6.904	6.915	11	-6.037	87	289	208,2	2.786	1.387	838	0,27

ANEXO 3.7

COMPLETACIONES DE POZOS DEL CAMPO BLANCA

BLANCA 01

COMPLETACION ORIGINAL: 18-NOV-2004
WO # 01 : 28-AGOSTO-2009

E.M.R. = 30,0 PIES
R.T.E. = 861,4 PIES
G.L.E. = 831,4 PIES

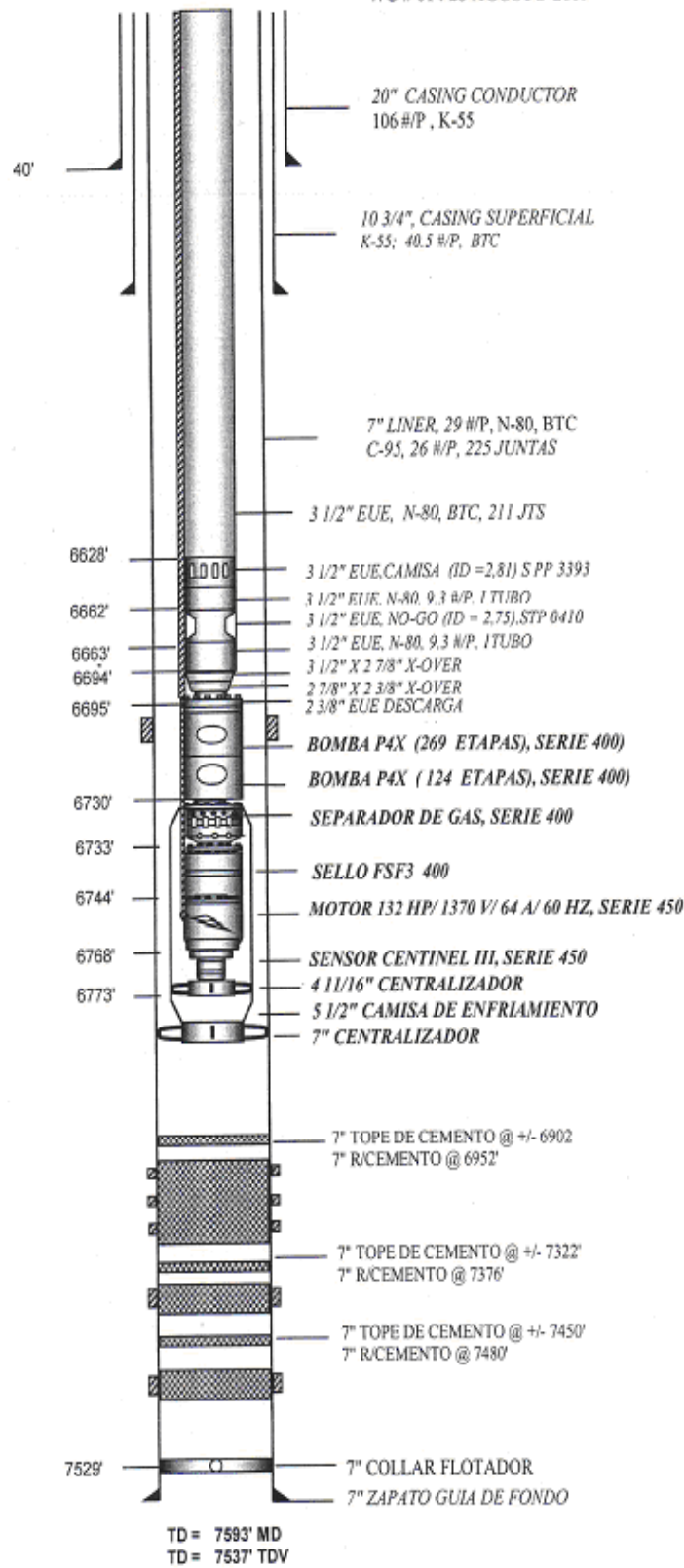
MAX DESVIACION 17,60° @ 2511' MD
3 1/2" (74) PROTECTORES CANNON
PARA CABLE PLANO N- 2 CON CAPILAR
SE INSTALAN 470 SUNCHOS

Arena "TENA"
6713' - 6722' (9')

Arena "M-1"
6962' - 6965' (3')
6969' - 6975' (6')
6978' - 6987' (9')

Arena "Us"
7386' - 7392' (6')

Arena "T"
7496' - 7507' (11')



ANEXO 3.8

REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS DEL CAMPO BLANCA

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)		Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
Blanca 01	Completación	nov-04		7496 - 7507	"T"	0	100		Evaluación
		nov-04		7386 - 7392	"U" Sup.	0	100		Evaluación
		nov-04		6962 - 6965	M-1	0	100		Evaluación
				6969 - 6975					
				6978 - 6987					
		nov-04	1961	6713 - 6722	Tena	609	2		Evaluación
Blanca 02	Completación	nov-04		9269 - 9279	"U" Inf.	No aporta			Evaluación
		dic-04		9228 - 9247	"U" Sup.	0	100		Evaluación
		dic-04	1928	8696 - 8715	M-1	480	0,8		Evaluación

ANEXO 3.9

PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION CAMPO VINITA

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)					Producción							Fecha		
							BFPD	BOPD	BW PD	BSW	GAS (m pcs)	RPG (pcs/bbl)	API		SALINIDAD (ppm ClNa)	
		MD		TVD												
Vinita-01	"M-1"	5.411	5.424	13	5.411	5.424	13									
		5.429	5.431	2	5.429	5.431	2	377	361	16	4,3	10,8	30	13,7	23.500	24-Aug-98
		5.461	5.465	4	5.461	5.465	4									
		5.472	5.481	9	5.472	5.481	9									
				28			28	385	355	30	7,8	10,7	30	14,6	--	23-Jan-05
		5.804	5.810	6	5.804	5.810	6	199	177	22	11	15,9	90	15,3	26.726	09-sep-98
Vinita-02	M-2	5.812	5.830	18	5.812	5.830	18									
		5.564	5.582	18	5.564	5.582	18	355	354	1	0,2	10,6	30	12,8	--	24-sep-98
		5.564	5.592	28	5.564	5.592	28	383	377	6	1,6	11,3	30	13,9	--	23-Jan-05

ANEXO 3.10

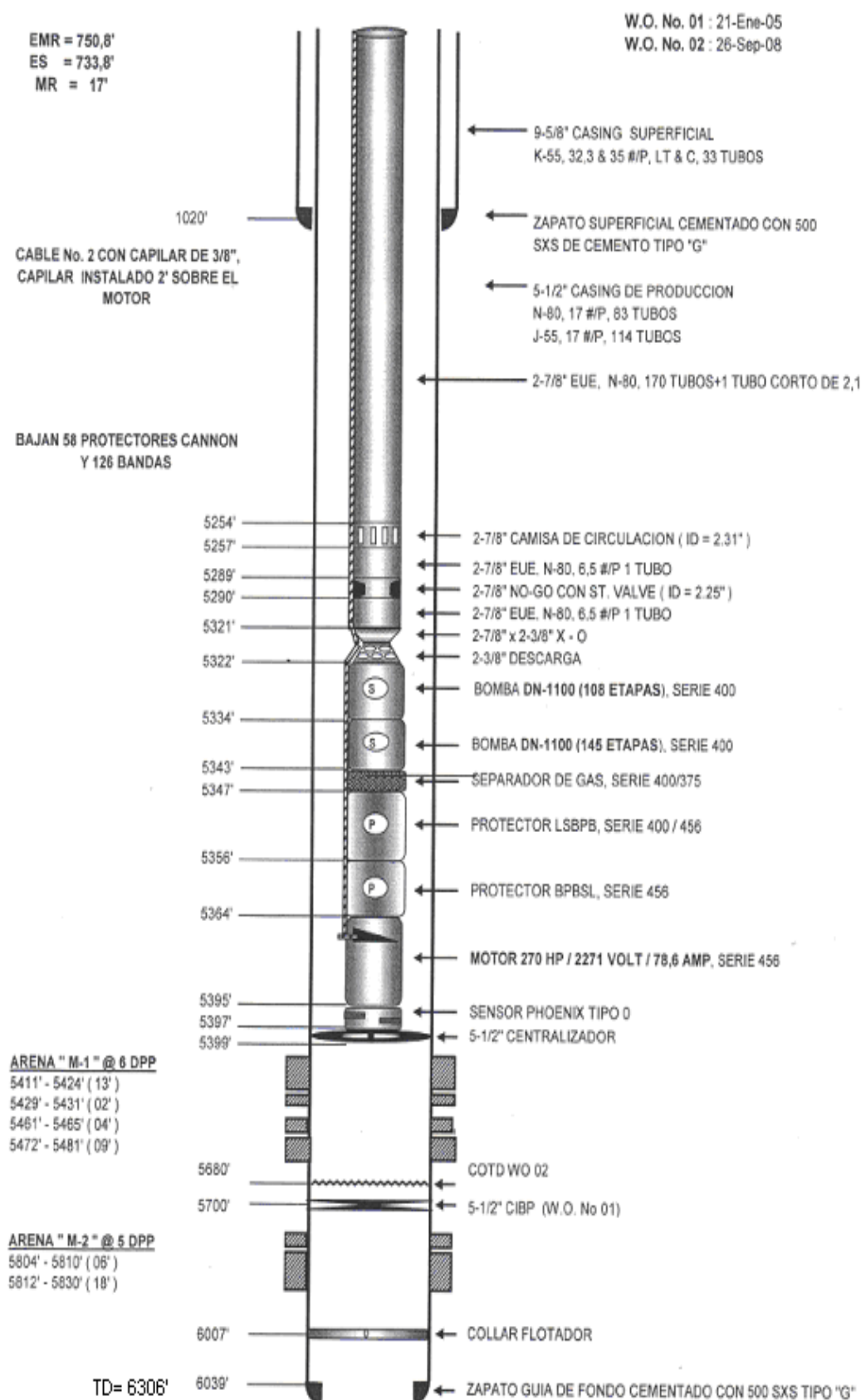
PRUEBAS DE PRESION A 2008 CAMPO VINITA

Pozo	INTERVALO (Pies)				Profundidad Referencial (Pies)	qo (BPPD)	qa (BAPD)	Temperatura (°F)	Presión (PSI)	Presion de Fondo Fluyente (PSI)	Permeabilidad (md)	Índice de Productividad (BPPD/PSI)		
			TVD											
	MD													
ARENISCA "M-1"														
Vinita-02	5564	5582	18	5564	5582	18	-4.802	486	86	187,1	2.438	964	8.539,00	0,39

ANEXO 3.11

COMPLETACIONES DE POZOS DEL CAMPO VINITA

VINATA 01



ANEXO 3.12

REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS DEL CAMPO VINITA

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
				(MD)				
Vinita 01	Completación	38373	1888	5411 - 5424	M-1	294	20	Completar pozo
				5429 - 5431				
				5461 - 6565				
				5472 - 5481				
Vinita 02	Completación	ene-05	1894	5564 - 5592	M-1	468	1	Completar pozo

ANEXO 4.1

DATA REQUERIDA PARA DETERMINAR LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DEL POZO TIPISHCA 06

POZO TIPIHCA 06	
API	27
GAS GRAVITY	0,8
WATER GRAVITY	1,2
GOR (SCF/STB)	130
BSW	0,914
RESERVOIR PRESSURE (PSI)	3057
LAYER TEMPERATURE (F)	216
PRODUCTIVITY INDEX (J) STB/d/Psi	1,2989
TOTAL DARCY SKIN	9.1
PRESION DE CABEZA (PSI)	50

ANEXO 5.1

COSTOS ESTIMADOS POZO TIPISHCA 02

ESTIMADO DE COSTOS SERVICIOS DE FRACTURA						
SPN	Description	UOM	Qty	Price	Discount	Amount
02-401	Unidad de bombeo viaje de ida	km	40.00	4.51	0.00	180.40
02-402	Viaje de ida de Blender	km	20.00	2.11	0.00	42.20
02-403	Viaje de ida 2 unidades de soporte	km	60.00	2.54	0.00	152.40
02-406	Cargo primeras 8 horas por hhp (unidad de bombeo)	ea	2,500.00	1.96	0.00	4,900.00
02-411	Kilometraje de fractank solo de ida	km	20.00	2.11	0.00	42.20
02-210	Cargo por bombeo fluidos no corrosivos primeros 2000	gal	2,000.00	0.84	0.00	1,680.00
02-211	Cargo por bombeo fluidos no corrosivos 2001 gal en	gal	15,000.00	0.30	0.00	4,500.00
59682001	Lab Technitian, per day	day	2.00	311.08	0.36	199.09
02-430	Grúa Hidraulica por Dia	day	2.00	2,156.00	0.00	4,312.00
02-412	Blender primeras 8 horas o fraccion 50 bpm	ea	3.00	1,925.04	0.00	5,775.12
01-320	Fractank de 500 bbl	ea	2.00	1,150.63	0.00	2,301.26
02-424	Sand Silo	ea	1.00	162.96	0.00	162.96
02-422	Unidad Compu-VAN	ea	1.00	1,095.84	0.00	1,095.84
Field Ticket Total (USD):						25,343.47

SPN	Description	UOM	Qty	Price	Discount	Amount
22018	J-475. Rompedor encapsulado EB CLEAN	LB	50.00	59.90	0.00	2,995.00
22017	J-218. Rompedor de gel	LB	15.00	4.89	0.00	73.35
M275	Microbiocida, per lb	LB	10.00	124.66	0.00	1,246.60
J501	PropNET	LB	10,500.00	1.50	0.00	15,750.00
32015	F103, EZEFL0* Surfactant (PCE-2004)	GA	90.00	73.60	0.00	6,624.00
J914	YF100HTD	GA	17,640.00	0.52	0.00	9,172.80
23017	W-054. Preventor de emulsion y sludge	GA	30.00	111.26	0.00	3,337.80
32011	OneSTEP	GA	4,000.00	24.50	0.00	98,000.00
S105	S105 Low Density, per lb 16/20	LB	27,800.00	2.87	12.00	70,211.68
Field Ticket Total (USD):						207,411.23

DETALLE OPERACIÓN	NOMBRE	GASTOS		INVERSION	
	COMPAÑÍA	CONTADO	MEM	CONTADO	MEM
* MOVIMIENTO DE LA TORRE				7581,06	
* TRABAJO DE LA TORRE				76182,03	
* SUPERVISION & TRANSPORTE				8312,56	

ANEXO 5.2

COSTOS ESTIMADOS POZO TIPISHCA 03

COORDINACION INGENIERIA DE PETROLEOS						
COSTOS DE REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS						
POZO:	T - 03	W.O #:	XX	FECHA INICIO:	XX	
EST:		TORRE:	XX	FECHA TERMIN:	XX	
OBJETIV:	PUNZONAR "T": (8531-8535)' (8545-8549)' - (8'), EVALUAR Y COMPLETAR					
DETALLE OPERACIÓN		NOMBRE	GASTOS		INVERSION	
		COMPAÑÍA	CONTADO	MEM	CONTADO	MEM
* MOVIMIENTO DE LA TORRE					7581,06	
* TRABAJO DE LA TORRE					76182,03	
* SUPERVISION & TRANSPORTE					8312,56	
* QUIMICOS						
* EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE						
* UNIDAD DE WIRE LINE (PLUMA)	XX					
	XX					
* SUPERV. E INSTAL.BES PROTECTORES + INSTALACION VENTA	XX				2529,68	
	XX				51575,32	
	XX				9989,47	
* SERVICIOS DE SPOOLER	XX				2226,00	
* SERVICIO DE VACUUM						
* UNIDAD DE BOMBEO	XX					
* HERRAMIENTA	XX					
* SUPERV. E INSTAL.B.H * BOMBA JET (PRUEBA PROD)	XX					
* HERRAMIENTA PARA COMPLETACION	XX				1612,35	
	XX				387,12	
* UNIDAD DE CABLE ELECTRICO	XX				18231,41	
	XX				17768,47	
* QUIMICOS PARA CONTROL DE POZOS	XX					
	XX					
	XX					
*OTROS	XX				7488	
TOTAL \$:					203883,47	

ANEXO 5.3

COSTOS ESTIMADOS POZO TIPISHCA 06

LISTA DE PRECIOS PARA PROVISIÓN DE EQUIPOS, REPUESTOS Y SERVICIOS DE REPARACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO	TARIFA CON DESCUENTO INCLUIDO 5% US\$
RENTA DE EQUIPOS				
1	Standing Valve. 2.81, 2.75, 2.31, 1.87	Día o Fracción	\$ 60.00	57.00
2	Camisa modelo " L " 3- 1/2, 2-7/8, 2-3/8	Día o Fracción	\$ 380.00	361.00
3	Turbina de 2" npt.	Día o Fracción	\$ 60.00	47.50
4	MC II- Flow meter (Medidor de Flujo)	Día o Fracción	\$ 60.00	47.50
5	Tanque Bota capacidad 500 Barriles.	Día o Fracción	\$ 100.00	95.00
SERVICIO DE TALLER REPARACIÓN				
6	Reparación de bomba pistón.	c/u	\$ 1,200.00	1,140.00
7	Reparación de la bomba Jet.	c/u	\$ 200.00	190.00
8	Reparación de Cavidad	c/u	\$ 550.00	522.50
9	Reparación de Standing Valve de Producción	c/u	\$ 60.00	47.50
10	Reparación de Válvula reguladora de Flujo- (VRF)	c/u	\$ 130.00	123.50
11	Reparación de Válvula de 4 Vías.	c/u	\$ 170.00	161.50
12	Reparación de Válvula reguladora de Presión	c/u	\$ 70.00	66.50
SERVICIO DE CAMPO				
13	Cambio de Bomba Pistón o JET (Reverzada + Corrida de bomba)	c/u	\$ 720.00	684.00
14	Supervisión e instalación de BHA. Cavidad.	c/u	\$ 1,630.00	1,548.50
15	Chequeo de Empacaduras	Servicio	\$ 650.00	617.50
	Reversada de bomba de producción			
	Corrida y reverzada de bomba falsa (Blacking Tool)			
	Corrida de Bomba de Producción.			
16	Prueba de Inyectividad	Servicio	\$ 750.00	712.50
	Reversada de bomba de producción			
	Corrida y reverzada de bomba falsa (Blacking Tool)			
	Corrida de Bomba de Producción.			
17	Inyección de Ácido	Servicio	\$ 1,200.00	1,140.00
	Reversada de bomba de producción			
	Corrida y reverzada de bomba falsa (Blacking Tool)			
	Corrida de Bomba de Producción.			
	Reparación de Bomba Falsa			

NOTA: AGREGAR CARGOS DE IMPORTACION, SEGURO, TRANSPORTE Y DEMAS GASTOS EXCEPTO IVA.

TOTAL: \$ 10,479.28 USD

ANEXO 5.4

COSTOS ESTIMADOS POZO TIPISHCA 08

ITEM	SERVICIO	UNIDAD	COSTO ESTIMADO
1	REGISTRO CEMENTO	2000'	36901,80
2	LOG SATURACION	s/c	53555,20
3	CEMENTACIONES FORZADAS		13551,45
	TIEMPO DE ESPERA		
	Primeras 4 horas o fracción	s/c	
	Cada hora adicional o fracción por unidad	Hora	110,63
	CARGO POR UNIDAD		
	Primeras 4 horas o fracción	Unidad	3803,73
	Cada hora adicional o fracción(*)	Hora	214,88
	CARGO POR PROFUNDIDAD		
	Por pie hasta 11000 pies	Pie	0,13
	Batch mixer de 100 bls por trabajo	Unidad	1281,01
	HERRAMIENTAS DE CEMENTACION		
	ADAPTADORES "SWAGES" POR TRABAJO		
	2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2" y más	Unidad	77,96
	Registrador electrónico de presión, rata y densidad	Unidad	487,40
	Registrador de presión tipo Martin Decker por trab.	Unidad	111,64
	Setting Tool por trabajo	Unidad	383,68
	Stinger por trabajo	Unidad	118,13
	Mánifold de alta presión por trabajo	Unidad	198,17
	CEMENTACION Y MATERIALES A GRANEL		
	Todos los materiales, excepto los especificados estarán sujetos a un cargo por servicio de: Transporte, basado en el peso total de los materiales enviados		
	Cargo Mínimo	Unidad	649,69
	CARGO POR MEZCLADO DE MATERIALES		
	Cargo mínimo por mezcla de cemento más aditivos	Unidad	373,74
	Frack tank de 500 bls por trabajo	Unidad	550,00
	Uso de recirculador	Unidad	297,31
	PERSONAL		
	Operador combinado por operación	Dia	850,00
	Ayudante por cementación por trabajo, mínimo 3	Dia	1950,00
	Ingeniero por operación	Dia	950,00
4	PUNZONAMIENTO		4375,56
	2-3/8" VANNGUNS 6 TIROS POR PIE	Minimo	3496,56
	Miscelaneos	s/c	879,00
TOTAL			108384,01

ANEXO 5.5

COSTOS ESTIMADOS POZO VINITA 01

ITEM	SERVICIO	UNIDAD	COSTO ESTIMADO
1	REGISTRO CEMENTO	2000'	36901,80
2	LOG SATURACION	s/c	53555,20
3	CEMENTACIONES FORZADAS		13166,00
	TIEMPO DE ESPERA		
	Primeras 4 horas o fracción	s/c	
	Cada hora adicional o fracción por unidad	Hora	110,63
	CARGO POR UNIDAD		
	Primeras 4 horas o fracción	Unidad	3803,73
	Cada hora adicional o fracción(*)	Hora	214,88
	CARGO POR PROFUNDIDAD		
	Por pie hasta 11000 pies	Pie	0,13
	Batch mixer de 100 bls por trabajo	Unidad	1281,01
	HERRAMIENTAS DE CEMENTACION		
	ADAPTADORES "SWAGES" POR TRABAJO		
	2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2" y más	Unidad	77,96
	Registrador electrónico de presión, rata y densidad	Unidad	487,40
	Registrador de presión tipo Martin Decker por trab.	Unidad	111,64
	Setting Tool por trabajo	Unidad	383,68
	Stinger por trabajo	Unidad	118,13
	Mánifold de alta presión por trabajo	Unidad	198,17
	CEMENTACION Y MATERIALES A GRANEL		
	Todos los materiales, excepto los especificados estarán sujetos a un cargo por servicio de: Transporte, basado en el peso total de los materiales enviados		
	Cargo Mínimo	Unidad	649,69
	CARGO POR MEZCLADO DE MATERIALES		
	Cargo mínimo por mezcla de cemento más aditivos	Unidad	373,74
	Frack tank de 500 bls por trabajo	Unidad	550,00
	Uso de recirculador	Unidad	297,31
	PERSONAL		
	Operador combinado por operación	Dia	850,00
	Ayudante por cementación por trabajo, mínimo 3	Dia	1950,00
	Ingeniero por operación	Dia	950,00
4	PUNZONAMIENTO		4375,56
	2-3/8" VANNGUNS 6 TIROS POR PIE	Minimo	3496,56
	Miscelaneos	s/c	879,00
TOTAL			107998,56

ANEXO 5.6

COSTOS ESTIMADOS POZO VINITA 02

ITEM	SERVICIO	UNIDAD	COSTO ESTIMADO
1	REGISTRO CEMENTO	2000'	36901,80
2	LOG SATURACION	s/c	53555,20
3	CEMENTACIONES FORZADAS		13136,10
	TIEMPO DE ESPERA		
	Primeras 4 horas o fracción	s/c	
	Cada hora adicional o fracción por unidad	Hora	110,63
	CARGO POR UNIDAD		
	Primeras 4 horas o fracción	Unidad	3803,73
	Cada hora adicional o fracción(*)	Hora	214,88
	CARGO POR PROFUNDIDAD		
	Por pie hasta 11000 pies	Pie	0,13
	Batch mixer de 100 bls por trabajo	Unidad	1281,01
	HERRAMIENTAS DE CEMENTACION		
	ADAPTADORES "SWAGES" POR TRABAJO		
	2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2" y más	Unidad	77,96
	Registrador electrónico de presión, rata y densidad	Unidad	487,40
	Registrador de presión tipo Martin Decker por trab.	Unidad	111,64
	Setting Tool por trabajo	Unidad	383,68
	Stinger por trabajo	Unidad	118,13
	Mánifold de alta presión por trabajo	Unidad	198,17
	CEMENTACION Y MATERIALES A GRANEL		
	Todos los materiales, excepto los especificados estarán sujetos a un cargo por servicio de: Transporte, basado en el peso total de los materiales enviados		
	Cargo Mínimo	Unidad	649,69
	CARGO POR MEZCLADO DE MATERIALES		
	Cargo mínimo por mezcla de cemento más aditivos	Unidad	373,74
	Frack tank de 500 bls por trabajo	Unidad	550,00
	Uso de recirculador	Unidad	297,31
	PERSONAL		
	Operador combinado por operación	Dia	850,00
	Ayudante por cementación por trabajo, mínimo 3	Dia	1950,00
	Ingeniero por operación	Dia	950,00
4	PUNZONAMIENTO		4375,56
	2-3/8" VANNGUNS 6 TIROS POR PIE	Minimo	3496,56
	Miscelaneos	s/c	879,00
TOTAL			107968,66

GLOSARIO

Acuífero

Capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o través de la cual fluye agua.

Análisis de núcleos

Examen de laboratorio de muestras geológicas tomadas durante la perforación del pozo para determinar parámetros geológicos y petrofísicos de las rocas y de sus fluidos tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos como datos fundamentales.

Anticlinal

Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

Arenisca

Roca sedimentaria compuesta de arena cementada por otros materiales.

Arcilla

Tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidrato de alúmina, formado debido a la descomposición.

Barril

Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 lt Medidos a 60 °F y a nivel del mar.

Bomba

Dispositivo que aumenta la presión sobre un líquido y de este modo lo hace subir a mayores niveles o lo obliga a circular. La bomba alternante tiene un pistón que produce acción recíproca en un cilindro, gracias a la válvula de entrada (succión) y una de salida (descarga).

Bombeo Electro sumergible

Procedimiento de levantamientos en pozos de petróleo, consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar el crudo a la superficie.

Cabeza de pozo

Equipo de control instalado en la parte superior del pozo.

Cañoneo

Acción de generar disparos a la formación con el afán de encontrar mayor permeabilidad en el yacimiento.

Cementación

Proceso acelerado de cubrimiento de áreas de tierra por cemento reduciendo o eliminando el poder de captación de aguas.

Daño de formación

Perjuicio material o deterioro del yacimiento ocurrido como resultado de las del desarrollo industrial generando cambios en las propiedades.

Falla

Término geológico que describe una fractura de estratos subterráneos desplazados arriba o debajo de una posición original. Las falla pueden ser laterales (de movimiento vertical), inversas (que también se mueven verticalmente en dirección opuesta a una falla norma), giratorias (de particular interés para el geólogo petrolero), de descubrimiento en espigón (de movimiento horizontal ascendente).

Formación

Es la unidad formal fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

Hidrocarburo

Compuesto orgánico de hidrógeno y carbono, cuya densidad, punto de ebullición y punto de congelación varían en proporción a su peso molecular. A pesar de que sus elementos siempre son el hidrógeno y el carbono, un hidrocarburo forma diferentes compuestos, debido a la fuerte afinidad del átomo del carbono con otros átomos y consigo mismo. El petróleo es una muestra de varios hidrocarburos.

Línea de flujo

Tubería que va desde el cabezal de un pozo hasta la estación de recolección. Su objetivo es transportar el fluido que sale del pozo hasta los separadores de la estación de recolección.

Permeabilidad

Capacidad de permitir el paso a un fluido.

Punzonamiento

Cañoneo.

Reacondicionamiento

Trabajo destinado a mejorar la producción de un pozo. Puede ser la reparación o limpieza de la completación de un pozo, así como también puede tratarse de trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Reservorio

Roca porosa y permeable que tiene la capacidad de almacenar y ceder fluidos tales como petróleo, gas o agua.

Saturación

La condición de un líquido cuando toma de la solución la mayor posible cantidad de una sustancia dada.

Separador

Equipo colocado entre el cabezal del pozo y el patio de tanques para separar el crudo del gas natural o del agua.

Tanque de almacenamiento

Grandes depósitos metálicos, contruidos de acero soldado, que se utilizan para guardar crudos o derivados.

Tubería de descarga

Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separación, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.

Válvula

Dispositivo que controla el flujo de un fluido en las tuberías y/o tanques.

Yacimiento petrolero

Depósito de hidrocarburos atrapados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, a fallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.